

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Школа   Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки   21.04.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ)   Отделение нефтегазового дела

---

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Выбор оптимального метода защиты внутрипромысловых трубопроводов от коррозии Крапивинского нефтяного месторождения</b>

УДК   622.692.4:620.193(571.1)

---

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Собралиев Увайс Вахаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С	К.Г.-М.Н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б	Д.Г.-М.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт	Меркулов В.П	К.Г.-М.Н.		

ЦППС НД ТПУ				
-------------	--	--	--	--

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2018 г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Школа    Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки    21.04.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ)    Отделение нефтегазового дела

---

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

\_\_\_\_\_ Чернова О.С

(Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Собралиев Увайс Вахаевич

Тема работы:

Выбор оптимального метода защиты внутрипромысловых трубопроводов от коррозии на примере Крапивинского нефтяного месторождения	
Утверждена приказом директора	№7260/с от 08.08.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.08.2018
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Литературные источники и фондовый материал, материалы, полученные в ходе производственной практики на Крапивинском месторождении, такие как шестикомпонентные составы, сводки по коррозионному фонду, геологическое описание района, отчеты по параметрам транспортируемой жидкости.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Описание геолого-физического района месторождения, анализ литературных источников по данной тематике, изучение теории по данному вопросу, анализ коррозионного фонда скважин на данном месторождении, анализ систем защиты от коррозии, экономический расчет эффективности применения антикоррозионных мероприятий. т
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Презентация
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	д.г.-м.н., профессор Белозеров В.Б.
Социальная ответственность	к.г.-м.н., ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ Меркулов В.П.
<b>Специальная часть</b>	к.г.-м.н., ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ Чернова О.С.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
<b>2</b> Процесс коррозии трубопровода и методы борьбы с ней.	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	27.06.2018
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
-----------	-----	------------------------	---------	------

Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С	К.Г.-М.Н.		27.06.2018
--------------------------------	-------------	-----------	--	------------

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Собралиев Увайс Вахаевич		27.06.2018

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Собралиев Увайс Вахаевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Месячный оклад научного руководителя – 27000 рублей, инженера – 18000 рублей.
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Прочие затраты – 10% от суммы материальных затрат, амортизационных отчислений, затрат на заработную плату и затрат на социальные отчисления. Накладные расходы – 200% от ФЗП
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Единый социальный налог – 30% от ФЗП.

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Планирование работ по выполнению НИР
<i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Смета затрат на выполнение НИР

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	27.06.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		27.06.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Собралиев Увайс Вахаевич		27.06.2018

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Собралиев Увайс Вахаевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, используемого оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <p><i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения и т.д.)</i></p> <p><i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы)</i></p> <p><i>чрезвычайных ситуаций социального характера</i></p>	<p>Рабочим местом является кустовая площадка, основными вредными факторами которой является попутный газ (метан), кроме того разливы нефти и газопроявления которые опасны для человека – возникновения пожаров и окружающей среды – разливы нефти. Также исследуемая операция связана с повышенными давлениями. Химические реагенты,</p>
---	---

	применяемые для операции опасны для человека (при попадании на кожу или в глаза)
Список законодательных и нормативных документов по теме	ППБ 01-03 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 СН 276-74 СНиП 21-01-97 СП 1.13130.2009
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	Работники предприятия подвержены опасности связанной с большими давлениями при проведении операции, взрывоопасными и химическими веществами.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Был произведен анализ опасностей связанный с большими давлениями, взрывоопасными и химическими веществами
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей	Проанализированы факторы связанные с охраной окружающей среды, в том числе разливами нефти и пожарами.

среды.	
<b>Перечень графического материала:</b>	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	27.06.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П.	К.Г.-М.Н.		27.06.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Собралиев Увайс Вахаевич		27.06.2018

**Запланированные результаты обучения**

Код	Результат обучения*
<b>Р1</b>	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки



P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата,

	передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и об-служивать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Предлагает процедуры анализа и оценки геологических объектов по данным геолого-геофизи-ческой изученности и скважинных исследований в целях разработки программы исследований и технологических мероприятий для конкретного типа месторождений углеводородов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов при построении геолого-геофизических моделей; материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

## **РЕФЕРАТ**

Дипломная работа 157 с., 41 рис., 28 табл., 19 источников, 1 прил.

**РЕФЕРАТ:** Объектом исследования являются магистральный трубопровод Крапивинского месторождения.

Цель работы – выявить основные причины коррозии и выполнить анализ основных антикоррозионных методов.

Был проведен анализ состояния промышленного трубопровода и способов по снижению скорости коррозии трубопровода. Представителями таких методов являются ингибиторы, катодная станция, коррозионно стойкие металлы и внутренние защитные покрытия. Так же была изучена структура и функция мониторинга. Основными типами мониторинга скорости коррозии являются методы электрического сопротивления, сопротивления линейной поляризации и гравиметрический метод.

В процессе исследования были исследованы основные причины коррозии трубопровода были рассчитаны основные экономические параметры для применения той, или иной антикоррозионной защиты.

В результате исследования была выявлена наиболее экономически и технологически эффективная технология.

Область применения - выбор оптимальной стратегии защиты от коррозии магистральных трубопроводов.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** КОРРОЗИЯ, КРАПИВИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, МЕТОД ПО БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ, СИСТЕМА, ПРОМЫСЛОВЫЙ НЕФТЕПРОВОД

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2013.

## АННОТАЦИЯ

Объектом исследования магистерской диссертации является Крапивинское месторождение.

В процессе работы было исследовано, что скорость коррозии трубопроводов зависит от ее обводненности, pH, состава пластовой воды, содержания  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$  в флюиде, температуры перекачиваемой жидкости и качества металлов используемых для труб.

В ходе работы удалось проанализировать только влияние обводненности, pH, дебита и состава пластовой воды на скорость коррозии. Была осуществлена оценка влияния формулы для расчета скорости коррозии НКТ для каждой отдельной скважины на основании предоставленных данных. Эта попытка не увенчалась успехом, так как не было установлено зависимости между входными параметрами отказами оборудования по причине коррозии.

Было установлено, что применяемые меры по борьбе с коррозией в обществе имеют достаточно высокую эффективность. Были выявлены достоинства и недостатки каждой меры защиты. Затем были проанализированы данные по использованию различных методов борьбы с коррозией на предприятии и на основании входных данных был оценен средний межремонтный период для каждой технологии.

В итоге была рассчитана эффективность научных исследований. В результате экономического анализа была доказана экономическая рентабельность проведенных работ.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	14
1 ГЕОЛОГИЯ КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	16
1.1 Общие сведения о месторождении.....	16
1.2 Основные этапы геологоразведочных работ.....	18
1.3 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов .....	18
2 ПРОЦЕСС КОРРОЗИИ ТРУБОПРОВОДА И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С НЕЙ ....	52
2.1 Классификация коррозионных повреждений .....	52
2.2 Механизм и факторы влияющие на коррозию промысловых трубопровод .....	56
2.3 Методы борьбы с коррозией.....	60
2.4 Мониторинг коррозии .....	69
3. АНАЛИЗ КОРРОЗИИ ТРУБОПРОВОДОВ В КОМПАНИИ ООО«ГАЗПРОМ НЕФТЬ-ВОСТОК» .....	85
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	109
4.1 Планирование работ по выполнению НИР .....	109
4.2 Смета затрат на выполнение НИР .....	111
4.3 Оценка экономической эффективности.....	115
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	116
5.1Производственная и социальная безопасность.....	117
5.2 Безопасность экологической среды .....	125
5.3 Анализ безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	128
5.4 Законодательство .....	130
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	131
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	132
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	134

## **ВВЕДЕНИЕ**

В Российской Федерации существует большое количество нефтедобывающих компаний, и у всех присутствует проблема коррозии в магистральных трубопроводах. Эта проблема существует с момента начала добычи нефти и требует большого внимания.

Нефтедобыча и транспортировка углеводородов, как известно, относится к категории опасных производств и коррозия оборудования ведет к экологическому ущербу и огромным финансовым потерям.

Тема выбрана не случайно, потому что проблема коррозии на нефтедобывающих предприятиях является весьма острой и ежегодно отказы оборудования ведут к финансовым потерям. Проблема требует комплексного и тщательного изучения с учетом всех теоретических и практических аспектов.

Целью данной работы является выявление основных причин коррозии и анализ основных антикоррозионных методов, так же выбор технологически верного способа защиты от коррозии.

Главные задачи работы, нужны для достижения поставленных целей:

- 1) Проанализировать большой объем входных параметров, которые могут влиять на скорость коррозии трубопровода.
- 2) Выбрать самый эффективный метод защиты и сравнить с технологическими характеристиками других методик.

Объекты исследования – магистральный трубопровод ООО «Газпромнефть-Восток»

Изначально был изучен процесс коррозии трубопровода и проанализированы причины коррозии оборудования для того, чтобы

попытаться минимизировать количество отказов оборудования путем устранения источников проблемы.

Затем был произведен детальный анализ средств защиты оборудования, предназначенного для защиты от коррозии. Для этих целей были использованы статистические данные, предоставленные предприятием и теоретическая основа для каждой методики.

# 1 ГЕОЛОГИЯ КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

## 1.1 Общие сведения о месторождении

Основная часть Крапивинского месторождения расположена в Томской области, его небольшая по площади юго-западная часть входит в состав Омской области (Рисунок 1.1.).

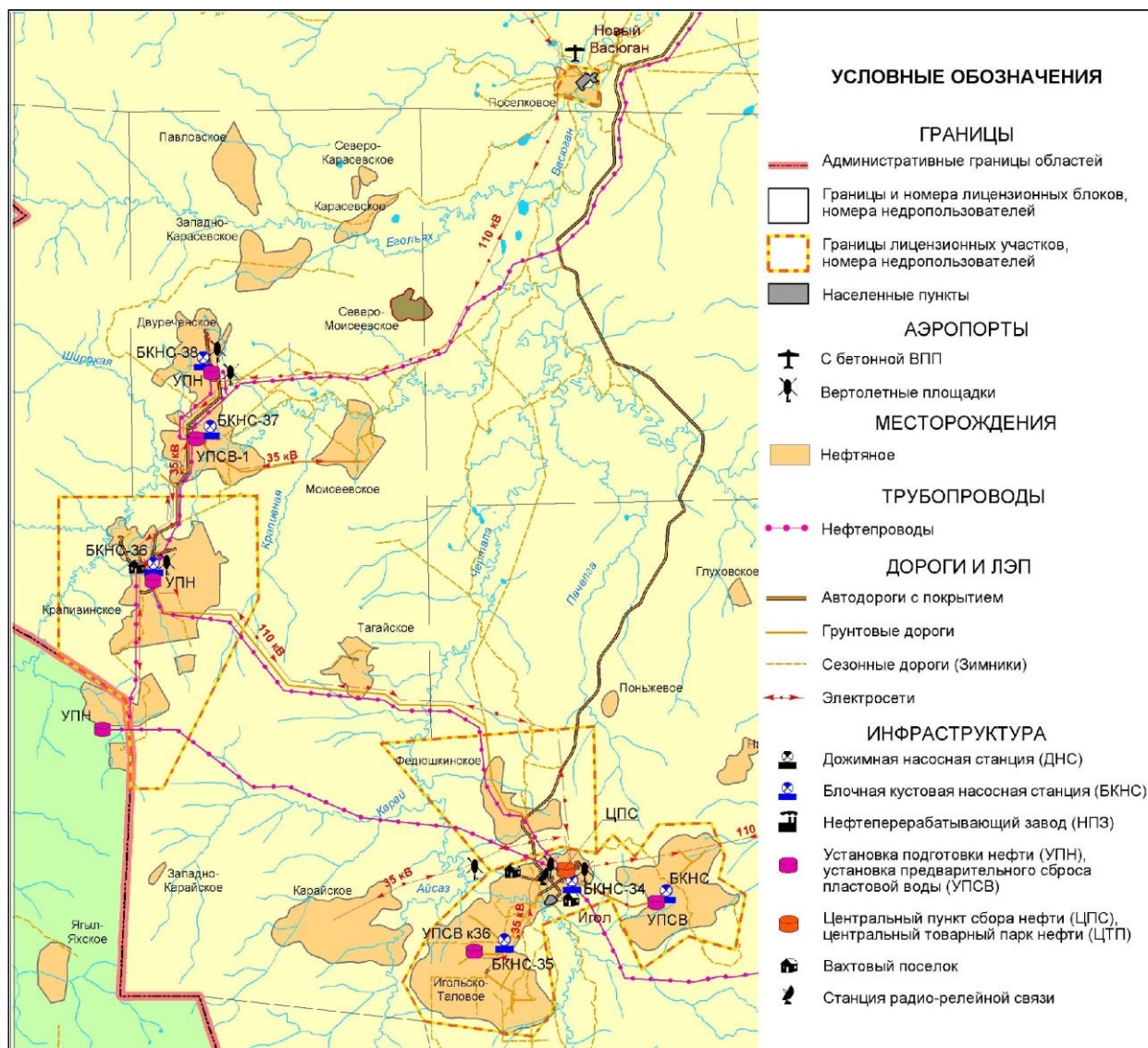


Рисунок 1.1 – Карта района Крапивинского нефтяного месторождения

Месторождение входит в Игольскую группу месторождений, среди которых наиболее крупными являются разрабатываемые Крапивинское, Игольско-Таловое (50 км на юго-восток) и Двуреченское (объединяющее



Двуреченскую, Лесмуровскую и Западно-Моисеевскую площади - в 7 км на север) нефтяные месторождения. Ближайшие разведанные и подготовленные к разработке мелкие месторождения – Моисеевское (17 км на Северо-восток), Тагайское (17 км на восток), Карайское (25 км на юго-восток), Западно-Карайское (10 км на юг).

Рельеф района типично равнинный, слабовсхолмленный. Абсолютные отметки изменяются от 93 до 125 м, закономерно увеличиваясь с севера на юг. Характерны высокая заболоченность пойм рек и территории в целом (до 50-60 %), а также большое количество озер, развитых в южной части месторождения.

В экономическом отношении район развит слабо. Ближайшие населенные пункты расположены - в 70 км на северо-восток от Крапивинского месторождения: поселок Новый Васюган, в 50 км на юго-восток - вахтовый поселок Игол.

Дорожная сеть развивается в рамках обустройства месторождения с выходом на бетонную дорогу, соединяющую Васюганскую группу месторождений с Игольско-Таловым месторождением, пос. Новый Васюган и г. Стрежевой.

В 50 км на восток от месторождения проходит бетонная дорога, соединяющая Игольско-Таловое месторождение с пос. Новый Васюган, Каймысовской группой нефтяных месторождений (Первомайское, Катыльгинское, Зап.-Катыльгинское и др.) и г. Стрежевой. Базовым технологическим объектом по подготовке нефти на месторождении является УПН Крапивинская, производительность 1 пускового комплекса которой составляет до 2,2 млн. т/год, обеспечивающая товарное качество нефти для сдачи внешним потребителям.

## **1.2 Основные этапы геологоразведочных работ**

Геологоразведочные работы на Крапивинском месторождении проводились в три этапа: поиск, разведка и доразведка. Поисковый и разведочный этапы включали в себя стадии региональных геолого-геофизических работ. Крапивинское локальное поднятие выявлено в 1966 г. сейсморазведкой МОВ, в поисковое бурение введено в 1969 году. После бурения трех поисковых скважин, выявивших низкопродуктивные нефтеносные пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, поисково-разведочные работы на площади с 1970 г. были приостановлены. После проведения в 1980-1982 годах сейсмических исследований МОГТ, уточнивших строение собственно Крапивинского и выявивших юго-западнее его Западно-Крапивинское поднятие, начался второй этап геологоразведочных работ, подтвердивший промышленную нефтеносность пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. С середины 90-х годов начинается детализационный этап исследований территории, связанный с началом применения пространственной (объемной) сейсморазведки МОГТ-3D, с увеличением объёмов тематических, договорных научно-производственных работ, с проведением исследований на базе комплексирования данных сейсморазведки и ГИС.

## **1.3 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов**

### **1.3.1 Краткая стратиграфическая характеристика**

В геологическом строении описываемого района принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизованные и дислоцированные породы доюрского складчатого фундамента. Отложения чехла, имеющие в пределах рассматриваемого района

общую мощность 2800-3000 м и более, залегают на денудированной и выветрелой поверхности фундамента несогласно, со стратиграфическим перерывом.

Стратиграфическое расчленение разреза проведено по материалам поисково-разведочного бурения на Крапивинской площади с учетом уточненной стратиграфической схемы мезозойских отложений Западной Сибири, принятой на шестом Межведомственном стратиграфическом совещании в 2003 г. (г. Новосибирск).

### **Палеозойская группа - PZ**

#### **Доюрские образования**

Доюрские образования вскрыты скважинами №№ 195Р и 200Р в интервалах 2950-3030 м (забой скважины) и 2810-2917 м (забой скважины) соответственно. По керну образования представлены зеленокаменными измененными миндалевидными спилитами, вверх по разрезу интенсивно выветрелыми, переходящими в кору выветривания.

Вскрытая толщина – 80-107 м.

### **Мезозойская группа - MZ**

#### **Юрская система –J**

Юрские отложения в описываемом районе представлены разнофациальными осадками средней и верхней юры общей мощностью 200-310 м и более. Они подразделяются на три свиты – тюменскую, васюганскую и баженовскую.

#### **Нижне-среднеюрский отдел**

##### **Байос-батский ярус**

##### **Тюменская свита**

Отложения тюменской свиты залегают несогласно на размытой и выветрелой поверхности доюрских образований и вскрыты на полную толщину скважинами №№ 195Р и 200Р, где она составила 116 м и 92 м соответственно. В фациальном отношении отложения свиты сложены континентальными осадками – аллювиально-болотными и озерными: неравномерно

переслаивающимися аргиллитами, алевролитами, разномерными песчаниками, углистыми аргиллитами и углями с преобладанием в разрезе глинисто-алевролитовых пород. Верхняя часть свиты более песчаная, здесь выделяются песчаные пласты Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub>, из которых наиболее мощным является последний. Песчаные пласты, в силу их континентального происхождения, характеризуются резкой фациально-литологической изменчивостью, невыдержанностью по простиранию и по разрезу.

### **Средне-верхнеюрский отдел**

#### **Бат-келловей-оксфордский ярус**

#### **Васюганская свита**

Отложения васюганской свиты вскрыты всеми скважинами описываемой зоны. Она залегает на глубинах 2644-2751 м, четко выделяется в разрезах скважин и хорошо прослеживается по простиранию. Свита сложена разнофациальными отложениями от морских до континентальных, и подразделяется на две подсвиты – нижневасюганскую и верхневасюганскую, которые отличаются фациальной принадлежностью и литологическим составом.

Нижневасюганская подсвита сложена, в основном, мелководноморскими глинистыми породами – аргиллитами темно-серыми, буровато-серыми, с редкими, тонкими прослойками светло-серых алевролитов. Подсвита хорошо выдерживается по простиранию, мощность ее 33-36 м.

Верхневасюганская подсвита преимущественно песчаная и представляет собой регионально нефтегазоносный горизонт Ю<sub>1</sub>, являющийся основным продуктивным объектом как в описываемой зоне, так и практически на всех месторождениях Томской области. Горизонт Ю<sub>1</sub> формировался в трансгрессивно-регрессивную стадию развития осадочного бассейна, что позволяет выделить в его составе три осадочных пачки:

- подугольную, песчаную, мелководно-морскую, регрессивную;
- межугольную, прибрежно-континентальную;
- надугольную, преимущественно песчаную, мелководно-морскую

В объеме горизонта в описываемой зоне выделяются пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> (надугольная толща), Ю<sub>1</sub><sup>М</sup> (межугольная толща) и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> (подугольная толща), из которых продуктивными являются пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.

Мощность свиты составляет 55-70 м.

### **Кимериджский ярус**

#### **Георгиевская свита**

Породы васюганской свиты перекрываются глубоководно-морскими глинами георгиевской свиты. В пределах описываемой зоны мощность свиты незначительна и составляет 4,0-8,0 м.

#### **Волжский ярус**

#### **Баженовская свита**

Породы георгиевской свиты перекрываются глубоководно-морскими битуминозными аргиллитами темно-бурыми, плотными, крепкими, участками плитчатыми, иногда карбонатизированными, с включениями пирита и обломков раковин белемнитов, брахиопод и пелеципод. Породы свиты входят в состав региональной верхнеюрско-меловой покрывки юрского нефтегазоносного комплекса.

Морские осадки баженовской свиты характеризуются выдержанностью литологического состава и площадного распространения, четкой стратиграфической привязкой. Эти факторы, а также четкий облик на каротажных диаграммах, делают свиту региональным репером.

Толщина свиты 20-28 м.

#### **Меловая система – К**

Меловая система в составе платформенных отложений является наиболее полной и мощной. На Крапивинском месторождении ее мощность составляет более 2000 м.

#### **Нижний отдел**

Нижнемеловые отложения подразделяются на четыре свиты - кулмзинскую, тарскую, киялинскую и алымскую и частично входят в состав покурской свиты.

## **Бериасский и валанжинский ярусы**

### **Куломзинская свита**

Сложена морскими, преимущественно глинистыми отложениями, согласно перекрывающими верхнеюрские. Свита сложена, в основном, аргиллитами серыми, темно-серыми, плотными, крепкими, алевритистыми, иногда плитчатыми, с тонкими пропластками алевrolита. В верхней части свиты выделяется группа песчаных пластов Б 12-13, а в нижней части выделяется ачимовская пачка, сложенная преимущественно уплотненными песчаниками и алевrolитами с прослоями аргиллитов. Мощность свиты 311 – 401 м.

### **Валанжинский ярус**

#### **Тарская свита**

Представляет собой опесчаненные прибрежно-морские отложения завершающей верхнеюрско-валанжинской трансгрессии моря. Основной состав свиты – серия песчаных пластов группы Б7 –Б10 с подчиненными прослоями алевrolитов и аргиллитов. Мощность свиты 71 – 86 м.

### **Готерив – баррем**

#### **Киялинская свита**

Сложена континентальными отложениями представлена неравномерно переслаивающимися глинами, алевrolитами и песчаниками с преобладанием в разрезе глин. Песчаные пласты в составе свиты относятся к группе пластов Б0 – Б6 и А. Мощность свиты 473 – 539 м.

### **Аптский ярус**

#### **Алымская свита**

Представляет собой отложения кратковременной морской трансгрессии в раннем апте. Свита сложена базальным песчаным пластом А1 и залегающей на нем кошайской пачкой аргиллитов и аргиллитоподобных глин. Мощность алымской свиты 33 – 56 м.

### **Нижний – верхний отделы**

Нижне-верхнемеловые отложения в объеме апт-альб-сеномана объединены в покурскую свиту, которая является наиболее мощной. Она сложена континентальными отложениями, представленными переслаиванием глин, алевролитов и песчаников. Глины серые, буровато-серые, зеленовато-серые, участками алевролитистые, комковатые, косослоистые. Песчаные пласты покурской свиты, относимые к группе ПК, по простиранию невыдержанные, толща их колеблется в пределах от нескольких метров до 20 м, иногда достигают 40 м. Более опесчанена нижняя часть свиты. Ее мощность в пределах описываемого района составляет 791 – 814 м.

### **Верхнемеловые отложения - К2**

Верхнемеловые отложения представлены толщей морских, преимущественно глинистых пород и подразделяются на четыре свиты: кузнецовскую (турон), ипатовскую (верхний турон + коньяк + нижний сантон), славгородскую (верхн.сантон + кампан) и ганькинскую ( маастрихт + даний).

#### **Туронский ярус**

##### **Кузнецовская свита**

Кузнецовская свита сложена глинами серыми, темно-серыми, плотными, листоватыми, иногда известковистыми или алевролитистыми и слюдистыми. Мощность свиты 13 – 25 м.

##### **Коньяк – сантон кампанский ярусы**

##### **Березовская свита**

Породы представлены морскими глинами светло-серыми и зеленовато-серыми, местами алевролитистыми или опоковидными, горизонтально- и волнистослоистыми с раковистым изломом. Мощность свиты 105 – 130 м.

##### **Маастрихт – датский ярус**

##### **Ганькинская свита**

Ганькинская свита сложена мергелями серыми, зеленовато-серыми, кремнистыми, неслоистыми и глинами серыми, участками известковистыми или алевролитистыми, с тонкими прослойками алевролитов и песков, с редким

растительным детритом, с отпечатками раковин. Мощность свиты составляет 131 – 150 м.

### **Палеогеновые отложения – Р**

Палеогеновая система включает морские, в основном, глинистые отложения талицкой (палеоцен), люлинворской (эоцен), чеганской (верхний эоцен – нижний олигоцен) свит и континентальные отложения некрасовской серии (средний – верхний олигоцен).

#### **Палеоценовый отдел**

##### **Талицкая свита**

Талицкая свита сложена глинами темно-серыми до черных, плотными, участками вязкими, жирными на ощупь, иногда алевритистыми, с пропластками и присыпками алевритов и песков мелкозернистых, кварц-полевошпатово-глауконитовых, с включениями пирита. Мощность свиты 34 – 50 м.

#### **Эоценовый отдел**

##### **Люлинворская свита**

Люлинворская свита сложена глинами зеленовато-серыми, желто-зелеными, жирными на ощупь, в нижней части – опоковидными, местами переходящими в опоки. В глинах встречаются прослойки серых слюдистых алевритов и разнозернистых кварц-глауконитовых песков и слабосцементированных песчаников. Мощность свиты 197 – 207 м.

#### **Верхний эоцен - нижний олигоцен**

##### **Тавдинская свита**

Тавдинская свита представлена глинами голубовато-зелеными, зеленовато-серыми, плотными, с гнездами, присыпками и линзовидными послойками песков серых кварцевых и кварц-полевошпатовых, разнозернистых и алевролитов. Мощность свиты 129 – 135 м.

#### **Средний + верхний олигоцен**

##### **Некрасовская серия**



Отложения некрасовской серии сложены песками серыми, светло-серыми, мелкозернистым, кварцевыми и кварц-полевошпатовыми, иногда уплотненными, с подчиненными прослоями глин. Мощность серии 194 - 230 м.

### **Четвертичные отложения – Q**

Отложения четвертичной системы представлены песками серыми, темно-серыми, мелкосреднезернистыми, реже - более крупнозернистыми, иногда глинистыми, суглинками, глинами буровато-серыми, с пропластками лигнита почвенно-растительным слоем. Мощность отложений 25 – 30 м.

### **1.3.2. Тектоника**

Крапивинское месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию, расположенному в южной части Каймысовского свода.

В глубинном строении района принимают участие два структурных этажа, разделённых между собой поверхностью углового и стратиграфического несогласия: нижний гетерогенный складчато-блоковый палеозойский фундамент, сложенный сильно метаморфизованными, дислоцированными горными породами различного состава, прорванными интрузиями и осложнёнными многочисленными тектоническими нарушениями, и верхний платформенный чехол, представленный преимущественно терригенными породами.

Стратиграфическая привязка основного отражающего горизонта  $\Pi^a$  (подошва баженовской свиты) для исследуемой площади принципиально не отличается от привязки выполненной на других площадях южной части Каймысовского свода. Для стратиграфической привязки использовались данные по скважине 205Р.

На временных разрезах подошва баженовской свиты соответствует динамически выраженной положительной фазе, прослеживаемой на временах 2080-2270 мс (Рисунок 1.2.).

По данным разведочного бурения кровля продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> расположена ниже баженовской свиты на 7-18 метров.

Согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты район работ относится к области позднегерцинской складчатости, а в структурном отношении – к Верхневасюганскому антиклинорию, к его юго-восточной части.

Характерной особенностью Каймысовского свода является субмеридиональная составляющая структурного плана его центральной части и наличие двух основных систем тектонических нарушений северо-западного и северо-восточного простирания, в региональном плане генетически связанных с Колтогорско-Уренгойским мегапрогибом.

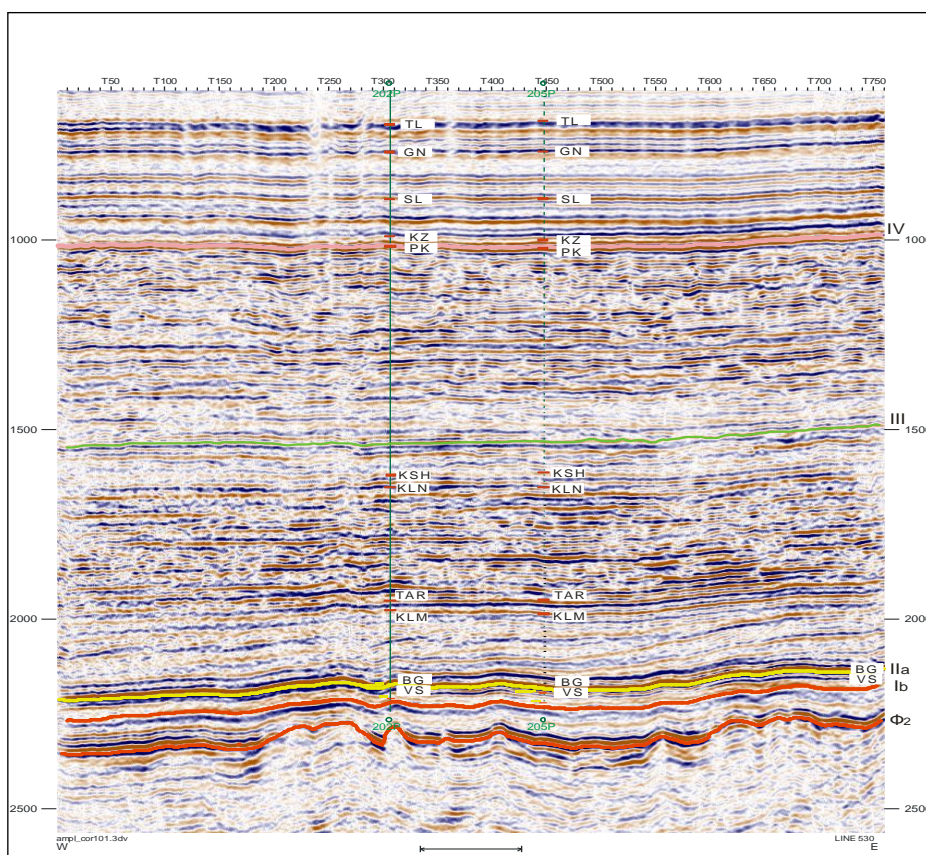


Рисунок 2.1 – Стратиграфическая привязка по основным отражающим горизонтам. Временной срез МОГТ-3Д

Условные обозначения стратиграфических маркеров (свит и пачек): TL - талицкая, GN - ганькинская, SL - славгородская, KZ - кузнецовская, PK -

покурская, KSH - кошайская, KLN - киялинская, TAR - тарская, KLM - куломзинская, BG - баженовская, VS – васюганская

По отражающему сейсмическому горизонту II<sup>a</sup>, приуроченному к подошве баженовской свиты, Каймысовский свод оконтуривается изогипсой - 2650 м. В пределах этой изогипсы размеры свода составляют: длина 215 км, ширина 60÷120 км, амплитуда поднятия 350 м. Абсолютные отметки сводовых частей на структурах второго порядка составляют минус 2300-2400 м, внутренние прогибы и впадины имеют отметки, сопоставимые с оконтуривающей изогипсой (минус 2600-2650 м).

Каймысовский свод осложнён рядом положительных структур второго и третьего порядка, разделённых прогибами, седловинами, небольшими впадинами. К структурам второго порядка относятся Катыльгинское, Карандашовское и Крапивинско-Моисеевское куполовидные поднятия (к. п.), Ларломкинский и Нововасюганский валы. Структуры третьего порядка, или локальные поднятия, расположены как в пределах валов и куполовидных поднятий, так и в пониженных (депресссионных) зонах.

Согласно «Тектонической карте юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской области» под редакцией Конторовича А.Э. Крапивинское месторождение приурочено к юго-западному склону Крапивинско-Моисеевского к. п. – структуры II порядка (рисунок 1.3.).

По отражающему горизонту II<sup>a</sup> (подошва баженовской свиты) Крапивинское месторождение приурочено к сложнопостроенной группе пространственно-сближенных локальных поднятий (л. п.), отделенных друг от друга узкими линейными мульдообразными прогибами амплитудой 15-20 м.

Многочисленные локальные поднятия Крапивинской структуры по морфологическому признаку объединяются в две структуры третьего порядка – Западно-Крапивинскую и Крапивинскую группу поднятий (г. п.). На погруженных склонах этих структур имеется еще ряд мелких локальных поднятий, которые характеризуются как малоамплитудные, малоразмерные структуры-спутники месторождения.

[illegible]

Крапивинская г.п. имеет асимметричную форму, восточное крыло по отношению к западному более крутое и короткое. В связи с этим сводовая часть

Крапивинской группы поднятий (район скважины 191Р) приближена к восточному крылу. Абсолютные отметки по отражающему горизонту II<sup>a</sup> в своде поднятия достигают минус 2515-2520 м. Структура представляется как многокупольная со сложнопостроенной морфологией.

Западно-Крапивинская г. п. (район скважин №№ 200Р, 220Р, 223Р) выделяется на юго-западном погружении Крапивинской структуры и отделяется от нее межструктурным понижением, состоящим из линейного прогиба и мульды амплитудой 15-20 м. В структурном плане по сейсмогоризонту II<sup>a</sup> в пределах Западно-Крапивинской структуры можно выделить два наиболее крупных локальных поднятия куполовидной формы с оконтуривающими изогипсами минус 2590 м (район скважины № 200Р) и минус 2610 м (между скважинами №№ 220Р и 223Р).

В районе Крапивинской структуры отмечаются тектонические нарушения, достигающие баженовского горизонта и проникающие в нижнемеловой интервал разреза.

На описываемом месторождении промышленная нефтеносность связана с горизонтом Ю<sub>1</sub> васюганской свиты верхней юры: песчаными пластами Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.

### 1.3.3. Нефтеносность

#### Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> – основной продуктивный пласт описываемой зоны (содержит около 80 % запасов). Он является аналогом и, фактически, продолжением одноименного пласта Двуреченского месторождения, расположенного в непосредственной близости от него.

В данной работе принята блоковая модель месторождения. Выделены шесть залежей нефти субмеридионального простирания: *Северная, Восточная, Центральная, Район скважины № 198Р, Юго-восточная и Южная*,

разделяющиеся между собой «литологическими» экранами (зонами деструкции) и тектоническими нарушениями.

Продуктивный пласт имеет нефтенасыщенную толщину от 1,4 до 28,6 м, в среднем 12,4 м. Увеличение общей толщины пласта отмечается на северо-западе Северной залежи: в скважинах №№ 806 и 804, где толщина пласта достигает соответственно 21,5 м и 23,6 м; а также в центральной части Южной залежи, где в районе скважины № 549 общая толщина пласта около 30 м. Керн отобран из 40 разведочных скважин и 16 эксплуатационных, представлен мелко- и среднезернистыми нефтенасыщенными песчаниками фации пляжа.

Опробование пласта проведено во всех разведочных скважинах, за исключением скважины № 216Р. Дебиты нефти изменяются от 0,1 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 308 м (скважина № 209Р) до 230 м<sup>3</sup>/сут на штуцере диаметром 8 мм (скважина № 208Р).

*Северная залежь* включает северный и северо-западный районы месторождения. С юга и востока залежь ограничена «литологическим» экраном, проведенным между скважинами №№ 1003, 442, 437, 406, 376 с одной стороны и №№ 230Р, 192Р, 196Р с другой. Экран приурочен к зоне деструкции субширотного направления, протягивающейся через все месторождение. На Северной залежи пробурено 115 скважин. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта колеблется в широком диапазоне: от 0 до 23 м, в среднем составляя 10,7 м. Раздельное испытание пласта проведено в скважинах №№ 187, 190Р, 201Р, 202Р, 203Р, 205Р, 206Р, 207Р, 208Р, 211Р, 214Р, 216Р, 224Р, 229Р, 304, 312, 313, 314 и 235Р. В скважине № 208Р из интервала 2692-2710 м (а. о. минус 2600,9-2218,6 м) получен максимальный приток нефти дебитом 230 м<sup>3</sup>/сут на штуцере диаметром 8 мм.

По данным ГИС пласт нефтенасыщен в большинстве скважин до подошвы. В скважинах №№ 354, 364, 1003 вскрыт ВНК в первом типе коллектора на а. о. минус 2628-2633 м. Скважина № 299 имеет водоносную характеристику в первом типе на а. о. минус 2632 м. Минимальная отметка кровли водоносного пласта минус 2628 м отмечается в скважине № 354.

Максимальная отметка нефтенасыщения отмечается в скважине № 1003 минус 2633 м. Таким образом, ВНК для первого типа принимается на отметке минус 2631 м. В скважинах №№ 326, 345, 442, 807, 808 вскрыт ВНК во втором типе коллектора на а. о. минус 2622-2625 м. Скважины №№ 36, 205Р, 214Р, 216Р, 224Р имеют водоносную характеристику во втором типе. Минимальная отметка кровли водоносного пласта минус 2620 м отмечается в скважине № 36. Максимальная отметка нефтенасыщения отмечается в скважине № 808 минус 2625 м. Таким образом, ВНК для второго типа принимается на отметке минус 2622 м. В скважинах № 3 156, 362, 407, 429, 437 вскрыт ВНК в третьем типе коллектора на а. о. минус 2602-2609 м.

Минимальная отметка кровли водоносного пласта – 2602 м отмечается в скважине № 156. Максимальная отметка нефтенасыщения на отметке минус 2609 м в скважине № 437. Таким образом, ВНК для третьего типа принимается на а. о. минус 2605 м. В скважинах №№ 395, 403, 406 ВНК вскрыт в четвертом типе коллектора на а. о. минус 2593-2598 м (ВНК принимается на а. о. минус 2596 м).

Залежь пластовая сводовая, с востока и юга «литологически» ограниченная. Размеры залежи 12×7,2 км, высота – 60 м.

*Восточная залежь* занимает северо-восточную часть месторождения. С юга и запада залежь ограничена «литологическим» экраном, проведенным между скважинами №№ 1325, 521 (район скважины № 196Р), 406, 376 (район скважины № 207Р) с одной стороны и №№ 230Р, 192Р, 195Р с другой. Экран приурочен к зоне деструкции субширотного направления, протягивающейся через все месторождение. Залежь характеризуется низкими коллекторскими свойствами и отсутствием в кровельной части пласта первого-второго типов коллектора. На Восточной залежи пробурено 8 скважин. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта колеблется в широком диапазоне: от 0 до 15 м, в среднем составляя 7,4 м. Раздельное испытание пласта проведено в скважинах №№ 191Р, 192Р, 193Р, 199Р, 212Р, и 230Р. В скважине № 199Р из интервала 2676-2679 м (а. о. минус 2553-2556 м) получен максимальный приток

нефти дебитом  $5,4 \text{ м}^3/\text{сут}$  на штуцере диаметром 2 мм. По данным ГИС пласт в скважинах №№ 191Р и 199Р нефтенасыщен до подошвы. В скважинах №№ 192Р, 230Р вскрыт ВНК в третьем типе коллектора на а. о. минус 2568 м. Скважины №№ 193Р и 212Р по данным ГИС (и опробования) имеют водоносную характеристику в третьем типе на а. о. 2580 и 2598 м соответственно. В скважине № 195Р вскрыт ВНК в четвертом типе коллектора на а. о. минус 2563 м. Таким образом, ВНК в пределах залежи (в зависимости от коллекторских свойств пласта) принимается на отметках минус 2563-2568 м.

Залежь пластовая сводовая, с юга и запада «литологически» ограниченная. Размеры залежи  $2,4 \times 6,4$  км, высота – 40 м.

*Центральная залежь* расположена в центральной части месторождения. С севера, востока и юга залежь ограничена системой «литологических» экранов, проведенных между скважинами №№ 209Р, 442, 195Р, 193Р, 226Р, 210Р с одной стороны и №№ 1301, 196Р, 1323, 472 с другой. Система экранов приурочена к зонам деструкции субширотного направления, протягивающимся через все месторождение. На Центральной залежи пробурено 43 скважины. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта колеблется в широком диапазоне: от 0 до 18 м, в среднем составляя 11 м. Раздельная перфорация пласта проведена в большинстве скважин, за исключением скважин №№ 445 и 521, где пласт  $Ю_1^3$  проперфорирован совместно с вышележащим пластом. Испытание выполнено только в скважинах №№ 196Р и 204Р, в которой получен максимальный приток безводной нефти дебитом  $15,8 \text{ м}^3/\text{сут}$  на штуцере диаметром 8 мм (после дополнительной перфорации дебит увеличился до  $33 \text{ м}^3/\text{сут}$ ). Остальные скважины были сразу введены в разработку. В скважинах № 459 из интервала 2957,8-2973,1 м (а. о. минус 2574,5-2589,8 м) и № 1324 из интервала 2890-2900 (а. о. минус 2560,6-2570,6) получены максимальные притоки нефти дебитом соответственно  $99,3 \text{ т/сут}$  (ЭЦН) и  $102,8 \text{ т/сут}$  (РЭД).

По данным ГИС пласт нефтенасыщен до подошвы примерно в 40 % фонда скважин. В скважинах №№ 457 и 1309 ВНК вскрыт во втором типе коллектора на а. о. минус 2598-2601 м. Минимальная отметка кровли



водоносного пласта минус 2598 м отмечается в скважине № 457. Максимальная отметка нефтенасыщения зафиксирована в скважине № 1309 минус 2601 м. Таким образом, ВНК для второго типа коллектора принимается на отметке минус 2600 м. В скважинах №№ 445, 454, 455, 458, 1302, 1303, 1307, 1310, 1313, 518, 520 и 196Р вскрыт ВНК в третьем типе коллектора на а. о. минус 2574 - 2591 м. Скважина № 519 имеет водоносную характеристику в третьем типе на а. о. минус 2590,7 м. Минимальная отметка кровли водоносного пласта минус 2582 м отмечается в скважине № 1310. Максимальная отметка нефтенасыщения отмечается в скважине № 454 минус 2691 м. Таким образом, ВНК для третьего типа принимается на отметке минус 2587 м. В скважинах №№ 446, 521, 1325, 1326 вскрыт ВНК в четвертом типе коллектора на а. о. минус 2561-2570 м. Минимальная отметка кровли водоносного пласта –2561 м отмечается в скважине № 521. Максимальная отметка нефтенасыщения отмечается в скважинах №№ 1325 и 1326 – 2570 м. Таким образом, ВНК для четвертого типа принимается на отметке минус 2566 м.

Залежь пластовая сводовая, с севера, юга и востока «литологически» ограниченная. Размеры залежи 5,7×3,4 км, высота –60 м.

*Залежь район скважины № 198Р* расположена в восточной части месторождения. С юго-запада залежь ограничена тектоническим экраном. Экран приурочен к системе разломов субмеридионального простирания, локализованной в южной части месторождения. На описываемой залежи пробурена 1 разведочная скважина. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта колеблется от 0 до 10 м, в среднем составляя 6 м. Испытание выполнено совместно с вышележащим пластом, в результате был получен приток нефти с пластовой водой дебитами 0,4 м<sup>3</sup>/сут и 0,3 м<sup>3</sup>/сут соответственно на среднем динамическом уровне минус 934 м. По данным ГИС скважиной вскрыт контакт во втором типе коллектора на а. о. минус 2577 м. Таким образом, ВНК для данной залежи принимается на отметке минус 2577 м.

Залежь пластовая сводовая, с юго-запада тектонически ограниченная. Размеры залежи 1,5×2,1 км, высота 26 м.

*Юго-восточная залежь* расположена южнее залежи Района скважины № 198Р. С севера, запада и юга залежь ограничена тектоническим экраном, описание которого приведено выше. На Юго-восточной залежи пробурено 2 скважины – №№ 225Р и 227Р. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта колеблется в широком диапазоне: от 0 до 13 м, в среднем составляя 5,6 м. Раздельное испытание пласта проведено во всех скважинах. В скважине № 225Р из интервала 2739-2741 м (а. о. минус 2609,4-2611,4 м) получен максимальный приток нефти дебитом 2,4 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне минус 1097 м. По результатам опробования во всех скважинах получен приток нефти с пластовой водой. По данным ГИС в скважинах №№ 225Р и 227Р вскрыт условный ВНК в четвертом типе коллектора на а. о. минус 2602-2606 м. Минимальная отметка кровли водоносного пласта минус 2603 м отмечается в скважине № 227Р. Максимальная отметка нефтенасыщения зафиксирована в скважине № 225Р на отметке минус 2605 м. Таким образом, ВНК принимается на отметке минус 2603-2605 м.

Залежь пластовая сводовая, с севера, запада и юга тектонически ограниченная. Размеры залежи 4,5×1,5 км, высота достигает 25 м.

*Южная залежь* расположена на юге месторождения. С севера залежь ограничена «литологическим» экраном, проведенным между скважинами №№ 471, 1309 (Центральная залежь) с одной стороны и №№ 226Р, 210Р с другой. Экран приурочен к зоне деструкции субширотного направления, протягивающейся через все месторождение. На Южной залежи пробурена 131 скважина. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта колеблется в широком диапазоне: от 0 до 28 м, в среднем составляя 9,5 м.

Раздельное испытание пласта проведено в скважинах №№ 197Р, 218Р, 200Р, 220Р, 221Р, 222Р, 223Р, 226Р, 233Р 453, 489, 522, 549. В скважине № 522 из интервала 3026-3046 м (а. о. минус 2633-2653.1 м) получен максимальный приток нефти дебитом 88,4 т/сут на динамическом уровне минус 1781 м. Остальные скважины были сразу введены в разработку. В скважине № 472 из

интервала 2739,5-2765 м (а. о. минус 2606,3-2631,5 м) получен максимальный приток нефти дебитом 317,9 т/сут (ЭЦН).

По данным ГИС пласт нефтенасыщен до подошвы примерно в 50 % фонда скважин. В скважинах № 3 276, 278, 280, 281, 282, 310\_1, 342, 353, 422, 425, 434, 443, 470, 512, 520, 534, 550, 556 и 559 ВНК вскрыт во втором типе коллектора на а. о. минус 2648-2652 м. Скважина № 558 имеют водоносную характеристику во втором типе. Минимальная отметка кровли водоносного пласта минус 2648 м отмечается в скважине № 443. Максимальная отметка нефтенасыщения зафиксирована в скважине № 556 минус 2652 м. Таким образом, ВНК для второго типа коллектора принимается на отметке минус 2650 м. В скважинах №№ 277, 297, 301, 310, 329, 336, 352, 354, 356, 362, 377, 383, 384, 389, 397, 400, 403, 463, 513, 522, 545, 557, 221Р и 223Р ВНК вскрыт в третьем типе коллектора на а. о. минус 2640-2648 м. Минимальная отметка водоносного пласта минус 2640 м отмечается в скважине № 377. Максимальная отметка нефтенасыщения отмечается в скважине № 545 на а. о. минус 2648 м.

Таким образом, ВНК для третьего типа коллектора принимается на отметке минус 2644 м. В скважинах №№ 274, 288, 293, 300, 334, 347, 361 и 226Р ВНК установлен в четвертом типе коллектора на а. о. минус 2628-2638 м. Минимальная отметка водоносного пласта – 2629 м отмечается в скважине № 274. Максимальная отметка нефтенасыщения отмечается в скважине № 293 на а. о. минус 2638 м. Таким образом, ВНК для четвертого типа принимается на отметке минус 2633 м.

Залежь пластовая сводовая, с севера «литологический» ограниченная, с востока тектонически ограниченная. Размеры залежи 10,1×11,5 км, высота достигает 100 м. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> характеризуется следующими показателями неоднородности: средний коэффициент песчанистости 0,901, средняя расчлененность 1,9.

### **Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>**

В кровле горизонта Ю<sub>1</sub> залегает песчаный пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Пласт представлен мелководно-морскими фациями, для которых характерно покровное развитие

песчаных тел, но как коллектор развит не повсеместно. Зоны замещения коллектора распространены локально на всей площади, но наибольшая их концентрация отмечается на юге.

Продуктивный пласт имеет нефтенасыщенную толщину от 0,6 до 16,1 м, в среднем 2,5 м. Аномальное увеличение толщины пласта отмечается на Южной залежи: в скважинах №№ 558 и 581, где общая толщина пласта равна соответственно 16,1 и 15,1 м. Увеличение толщины пласта наблюдается также и на Северной залежи: в районе скважин №№ 170 и 176, где она составила 7,6 и 10,6 м соответственно. Керн отобран из 35 разведочных и 16 эксплуатационных скважин, представлен мелко- и среднезернистыми нефтенасыщенными песчаниками фации дальней зоны пляжа.

Опробование пласта проведено практически во всех разведочных скважинах, за исключением скважин №№ 194Р, 202Р, 208Р, 223Р 235Р. Дебиты нефти изменяются от 0,4 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 750 м (скважина № 198Р) до 17,4 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 771 м (скваина № 204Р). В большинстве скважин дебиты притоков невысокие. Пластовое давление изменяется от 25,9 до 27,4 МПа.

В ходе разведки и эксплуатации месторождения выявлены семь залежей нефти субмеридионального простирания, разделяющиеся между собой литологическими экранами: *Северная, Восточная, Центральная, Юго-западная, Южная, Юго-восточная, залежь района скважины № 210Р* (графическое приложение 2, 10).

С учетом унаследованности тектонических условий с нижележащим пластом Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и фактических данных пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, в нем было выделено 6 блоков и 7 залежей, приуроченных к ним. Согласно географическому расположению залежи получили следующие названия: *Северная, Восточная, Центральная, Юго-западная, Южная, Юго-восточная и Район скважины № 210Р*. Границы зон деструкций, разделяющие большинство блоков, соответствуют границам, принятым на пласте Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.

*Северная залежь* расположена в северо-западной части месторождения. С востока, юго-востока и юга залежь ограничена зоной деструкции, разделяющей северный и восточный блоки. На Северной залежи пробурено 115 скважин. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта колеблется в широком диапазоне: от 0 до 8 м, в среднем составляя 3,1 м. Раздельное испытание пласта проведено в скважинах №№ 190Р, 201Р, 203Р, 205Р, 206Р, 207Р, 211Р, и 229Р. В скважине № 229Р из интервала 2691-2694 м (а. о. минус 2594-2597 м) получен максимальный приток нефти дебитом 16,3 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне минус 1199 м. По данным ГИС пласт нефтенасыщен в большинстве скважин до подошвы. Скважины №№ 807, 805, 299, 1003, 205Р, 206Р, 214Р, 216Р, 224Р, 364 имеют водоносную характеристику. Минимальная отметка кровли водоносного пласта – 2611,1 м отмечается в скважине № 807. Максимальная отметка нефтенасыщения отмечается в скважине 1001 – 2615,3 м. В скважинах №№ 354, 1002 вскрыт ВНК на а. о. минус 2613 м. Таким образом, ВНК принимается на отметке минус 2613 м.

Залежь пластовая сводовая, с востока и юго-востока «литологически» ограниченная. Размеры залежи 9,2×15,8 км, высота – 60 м.

*Восточная залежь* приурочена к восточному склону Крапивинского поднятия. С северо-запада и запада залежь ограничена зоной деструкции субмеридионального простирания, с юга – тектоническим экраном. В пределах залежи пробурено 10 скважин. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 0 до 3,7 м, в среднем составляя 2,2 м. Раздельное испытание проведено в скважинах №№ 191Р, 192Р, 195Р, 199Р, 212Р, 230Р. Притоки нефти, полученные при испытании, имеют низкие значения дебитов.

Максимальный дебит нефти без применения методов интенсификации составил 2,4 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 14,2 МПа в скважине № 230Р. После интенсификации максимальный дебит составил 5,3 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 806 м – в скважине № 212Р. Все скважины в залежи нефтенасыщенны до подошвы, т. е. водонефтяной контакт не вскрыт. Поэтому предлагается в

качестве условного ВНК принять изогипсу минус 2600 м, которая проходит на расстоянии двойной сетки от скважины, пробуренной на склоне – № 213Р.

Залежь пластовая сводовая, с северо-запада и запада «литологически», с юга – тектонически ограниченная. Размеры залежи 5,5×18 км, высота – 80 м.

*Центральная залежь* занимает одноименную часть месторождения. С севера, востока, юга и северо-запада залежь ограничена системой «литологических» экранов (зон деструкций), отделяющей ее от Северной, Восточной и Южной залежей. В залежи пробурено 43 скважины. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 0 до 4,8 м в среднем составляя 2,7 м. Раздельное испытание пласта проведено в скважинах №№ 196Р, 204Р. В скважине № 204Р из интервала 2697-2701 м (а. о. минус 2573-2577 м) получен максимальный приток нефти дебитом 17,4 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне минус 771 м. По данным ГИС пласт нефтенасыщен во всех скважинах до подошвы. Поскольку водонефтяной контакт в данной залежи не вскрыт и при испытании нигде не была получена пластовая вода, предлагается принять условный уровень подсчета на абсолютной отметке минус 2600 – данная изогипса проходит на расстоянии двойной эксплуатационной сетки от крайних скважин.

Залежь пластовая сводовая, с юга, севера и востока «литологически» ограниченная. Размеры залежи 7×4 км, высота – 70 м.

*Южная залежь* занимает обширную область южнее Центральной залежи. С северо-востока, востока и юго-востока залежь ограничена тектоническим экраном, а с юго-запада – зоной отсутствия коллектора. В залежи пробурено 75 скважин. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 0 до 5,6 м в среднем составляя 2,2 м. Раздельное испытание пласта проведено в скважинах №№ 197Р, 221Р, 226Р, 315, 342, 398 и 356. Притоки нефти, полученные при испытании, имеют низкие значения дебитов. Максимальный дебит притока нефти по разведочным скважинам составил 2,86 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 3 мм при испытании скважины № 197Р в интервале 2673,0-2677,0 м (а. о. минус 2548,5-2553,5 м), по эксплуатационным – 10,2 т/сут на ЭЦН.

Водонефтяной контакт в скважинах не вскрыт, но, поскольку в скважине № 221Р пласт полностью нефтенасыщен до абсолютной отметки минус 2624 м, а в скважинах №№ 389, 422, 550 на этой отметке отмечается кровля водонасыщенного пласта, ВНК принимается на этой отметке.

Залежь пластовая сводовая, с северо-востока, востока и юго-востока тектонически ограниченная. Размеры залежи 15×8 км, высота – 100 м.

*Юго-западная залежь* расположена на юго-западном склоне поднятия, отделяется от Южной залежи зоной замещения коллектора. В залежи пробурено 42 скважины. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 0 до 16 м, в среднем составляя 3,6 м. Раздельная перфорация пласта и освоение проведено в скважинах №№ 470, 490, 506, 532, из которых, впоследствии, испытание выполнено только в скважине № 506, получен приток нефти дебитом 8 т/сут. Остальные скважины были сразу введены в разработку. В скважине № 470 из интервала 3103,8-3107,8 м (а. о. минус 2630,6-2634,5 м) получен максимальный приток нефти дебитом 46,2 т/сут (ЭЦН). По данным ГИС пласт нефтенасыщен во всех скважинах до подошвы. Максимальная отметка нефтенасыщения отмечается в скважине № 558 – 2647 м. В скважинах №№ 276, 534, 556 подошва нефти определена на отметках минус 2643-2645 м. Условный ВНК принимается на отметке минус 2645 м.

Залежь пластовая сводовая, с севера и востока литологически ограниченная. Размеры залежи 5,4×3,4 км, высота достигает 65 м.

*Юго-восточная залежь* вскрыта на одноименном склоне двумя скважинами – №№ 225Р и 227Р, отделяется от южной и восточной тектоническими экранами. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,8 на западе до 3,6 м на востоке в среднем составляя 2,7 м. Испытание совместно с пластом Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> проведено в скважине № 227Р: при перфорации интервала 2715-2718 м (а. о. минус 2584,8-2587,8 м) получен приток безводной нефти дебитом 2,34 м<sup>3</sup>/сут на среднединамическом уровне 1182 м. В скважине № 225Р при испытании пласта притока не получено. По данным керна и ГИС пласт обладает низкими ФЕС, но величины этих

параметров выше граничных значений и по данным интерпретации пласт нефтенасыщен. Таким образом, водонефтяной контакт в залежи не вскрыт и поэтому предлагается принять условный уровень подсчета на абсолютной отметке минус 2600 – данная изогипса проходит на расстоянии эксплуатационной сетки от обеих скважин.

Залежь пластовая сводовая, с севера и запада тектонически ограниченная. Размеры залежи 6×1 км, высота достигает 40 м.

*Залежь района скважины № 210Р* выявлена в центральной области месторождения, на юго-западной периклинали локально выраженного центрального выступа складки. Залежь относится к южному блоку, отделяясь от Южной и Центральной залежей зоной деструкции, представлена одной скважиной – № 210Р, в которой описываемый пласт характеризуется небольшой толщиной 1,8 м и нефтенасыщен до подошвы. Водонефтяной контакт в залежи не вскрыт, но так как она расположена в блоке с южной залежью, ВНК принимается по аналогии на отметке минус 2624 м.

Залежь пластовая сводовая, с севера «литологически» (тектонически) ограниченная. Размеры залежи 2×1 км, высота 14 м.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> характеризуется следующими показателями неоднородности: средний коэффициент песчанистости 0,841, средняя расчлененность 1,3 (Таблица 1.1.).

Общая характеристика продуктивных пластов и залежей приводится в Таблице 1.2. Крапивинское месторождение относится к категории сложнопостроенных. Это связано с латеральной и вертикальной неоднородностью резервуара, совместной локализацией в залежах трудно - и хорошо извлекаемых запасов, с изменчивостью коллекторских свойств по разрезу, со «скачкообразным» поведением водонефтяного контакта.



Таблица 1.1 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>			Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>		
	Томская область	Омская область	пласт Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	Томская область	Омская область	пласт Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	2580	2618	2593	2591	2628	2603
Тип залежи	пластовая, сводовая			литологически и тектонически экранированная		
Тип коллектора	терригенный, поровый					
Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	220389	37532	257921	179054	54801	233855
Средняя общая толщина, м	4,0	4,5	4,2	21,7	26,1	23,2
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,4	2,9	2,5	9,8	11,3	10,2
Коэффициент пористости, %	15	16	15	16	17	16
Проницаемость (по ГИС), мкм <sup>2</sup> *10 <sup>-3</sup>	4,0	4,9	4,3	56,5	29,0	47,1
Проницаемость (по ГДИС), мкм <sup>2</sup> *10 <sup>-3</sup>	1,6	4,8	2,1	5,8	3,9	5,3
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,860	0,802	0,841	0,895	0,914	0,901
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,3	1,2	1,3	1,9	1,9	1,9
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,54	0,54	0,54	0,55	0,54	0,55

Параметры	Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>			Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>		
	Томская область	Омская область	пласт Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	Томская область	Омская область	пласт Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>
Пластовая температура, °С	93	94	93	93	94	93
Начальное пластовое давление, МПа	27,5	27,3	27,5	27,5	27,4	27,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,47	1,17	1,42	1,39	1	1,39
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	793,8	789	793	788,6	787	788
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	845	837	844	847	846	847
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,106	1,109	1,107	1,125	1,122	1,124
Абсолютная отметка ВНК, м	-2600 - 2613	-2624 - 2645	-2600 - 2645	-2563 - 2650	-2633 - 2650	-2563 - 2650
Содержание в нефти серы, %	0,78	0,74	0,77	0,78	0,72	0,76
парафина, %	3,3	3	3	3	2,5	2,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	6,5	7,3	6,6	5,1	5,8	5,3
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	45	54	47	37	43	40
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36

Параметры	Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>			Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>		
	Томская область	Омская область	пласт Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	Томская область	Омская область	пласт Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>
Плотность воды в поверхностных условиях, г/м <sup>3</sup>	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Сжимаемость, 1/МПа x10 <sup>-4</sup> нефти  воды  породы	9,5	-	9,5	9,8	9,7	9,8
	4,57	4,57	4,57	4,57	4,57	4,57
	-	-	-	-	-	-
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,507	0,507	0,507	0,558	0,558	0,558
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа).	0,33	4,41	0,9	7,44	7,09	7,4

Таблица 1.2 - Характеристика толщин и неоднородности продуктивных пластов

Параметр	Показатели		Зоны Пласта		
			ЧНЗ	ВНЗ	Пласт в целом
1	2		3	4	6
Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>					
Общая толщина, м	Среднее значение, м		3,4	3,8	3,4
	Коэфф-т вариации, доли ед.		0,635	0,396	0,612
	Интервал	о	0,6	0,9	0,6

Параметр	Показатели		Зоны Пласта		
			ЧНЗ	ВНЗ	Пласт в целом
1	2		3	4	6
Эффективная нефтенасыщенная толщина*, м	изменения, м	т	16,6	8,6	16,6
		до			
	Среднее значение, м		2,9	1,8	2,4
	Коэфф-т вариации, доли ед.		0,548	0,424	0,780
Эффективная водонасыщенная толщина, м	Интервал изменения, м	о	0,6	0,6	0
		т			
	изменения, м	до	16,0	2,7	16,0
		о			
Эффективная водонасыщенная толщина, м	Среднее значение, м		-	3,0	3,0
	Коэфф-т вариации, доли ед.		-	0,417	0,417
	Интервал изменения, м	о	-	0,7	0,7
		т			
Коэффициент песчанистости, доли ед.	изменения, м	до	-	5,4	5,4
		о			
	Среднее значение, м		0,939	0,914	0,841
	Коэфф-т вариации, доли ед.		0,130	0,137	0,366
Коэффициент	Интервал изменения, м	о	0,389	0,520	0
		т			
	изменения, м	до	1,0	1,0	1
		о			
Коэффициент	Среднее значение, м		1,2	1,3	1,3

Параметр	Показатели		Зоны Пласта		
			ЧНЗ	ВНЗ	Пласт в целом
1	2		3	4	6
расчлененности, ед.	Коэфф-т вариации, доли ед.		0,443	0,358	0,434
	Интервал изменения, м	о т	1	1	1
		д о	4	2	4
Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>					
Общая толщина, м	Среднее значение, м		17,2	17,8	17,3
	Коэфф-т вариации, доли ед.		0,211	0,212	0,221
	Интервал изменения, м	о т	5,0	7,2	5,0
		д о	32,6	30,8	32,6
Эффективная нефтенасыщенная толщина*, м	Среднее значение, м		12,7	7,4	12,4
	Коэфф-т вариации, доли ед.		0,382	0,597	0,426
	Интервал изменения, м	о т	1,0	0	0,6
		д о	28,6	15,5	37,6
Эффективная водонасыщенная толщина, м	Среднее значение, м		—	8,5	8,4
	Коэфф-т вариации, доли ед.		—	0,517	0,524
	Интервал	о	—	1,3	1,4

Параметр	Показатели		Зоны Пласта		
			ЧНЗ	ВНЗ	Пласт в целом
1	2		3	4	6
	изменения, м	т	–	23,0	23,8
		до			
Коэффициент песчанистости, доли ед.	Среднее значение, м		0,907	0,896	0,901
	Коэфф-т вариации, доли ед.		0,108	0,121	0,125
	Интервал изменения, м	от	0,336	0,430	0
		до			
			1,0	1,0	1,0
Коэффициент расчлененности, ед.	Среднее значение, м		1,9	2,0	1,9
	Коэфф-т вариации, доли ед.		0,462	0,491	0,478
	Интервал изменения, м	от	1	1	1
		до			
			5	4	5

Пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> разделены глинисто-алевролитовой пачкой мощностью от 2 до 15 м, в среднем составляя 7,5 м. Максимальная мощность сосредоточена в Северной части месторождения, минимальные значения распределены небольшими локальными участками в пределах всего месторождения и сосредоточены в срединной его части. В объеме этой глинисто-алевролитовой пачки фрагментарно выделяется пласт Ю<sub>1</sub><sup>м</sup>, который преимущественно является не коллектором. Толщины изменяются от 0,5 до 4 м, в среднем

составляя 1 м. Как водоносный коллектор, данная пачка развита в 6 скважинах. Толщины изменяются от 0,6 до 1,8 м, составляя в среднем 0,8 м. Эти одиночные скважины сосредоточены в Северной залежи и не связаны между собой. В контуре месторождения, водоносную характеристику, имеют 4 скважины, что не является препятствием для проведения МУН, в том числе и ГРП.

### 1.3.4. Концептуальная модель Крапивинского месторождения

В рамках работы Подсчет запасов и ТЭО КИН (протокол ГКЗ № 2369 от 22.12.2010 г.) принята блоковая модель месторождения. Выделены пять блоков в пласте Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> – *Северный, Восточный, Центральный, Южный, Юго-восточный* и шесть – на пласте Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> – *Северный, Восточный, Центральный Южный, Юго-восточный, Юго-западный*. Блоки разделяются между собой «литологическими» экранами, приуроченными к зонам деструкции, тектоническим нарушениями и, частично, к зонам замещения (глинизации) коллектора. Зоны деструкции, вероятно, сопряжены с зонами повышенной проницаемости – «шовными» зонами, по которым из недр шло поступление минерализованного флюида. Эти флюиды, мигрируя в благоприятном направлении, способствовали улучшению ФЕС (западная часть пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>), а также создавали непроницаемые экраны вдоль выделенных зон деструкций. Система «литологических» экранов носит унаследованный характер, развита как в пласте Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, так и в пласте Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Поскольку пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> наиболее изученный, а также является основным подсчетным объектом, концептуальная модель построена преимущественно на его данных.

Для разделения пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> на отдельные изолированные блоки использовался комплексный подход:

- фактические скважинные данные;
- расчет уровня свободной воды (зеркала воды);
- физико-химические свойства нефти;
- фильтрационно-емкостные свойства;
- особенности керна;

Ниже приводятся краткие выводы по каждому методу.

#### **Фактические скважинные данные**

Блоковая модель подтверждается фактическими скважинными данными. По результатам интерпретации ГИС и опробования зафиксированы разные



уровни ВНК с перепадом в 30-40 м в скважинах, которые располагаются на расстоянии двух-трех эксплуатационных сеток друг от друга (например, район скважин №№ 230Р, 406).

### **Расчет уровня свободной воды**

Уровень свободной воды подбирался путем сопоставления синтетической кривой насыщенности, рассчитанной по J-функции с кривой насыщенности, рассчитанной по ГИС. Из расчета видно обособление пяти блоков (рисунок 4). В качестве проверки был применен метод «от противного»: для наиболее приподнятого блока (Восточный блок, скважина № 230Р) с расчетным зеркалом воды минус 2605 м при расчете насыщенности по J-функции использовалось зеркало с самым низким уровнем минус 2675 м. В результате, для совпадения кривых насыщенности по ГИС и J-функции потребовалось вносить корректировку в значения проницаемости (Рисунок 1.4.).

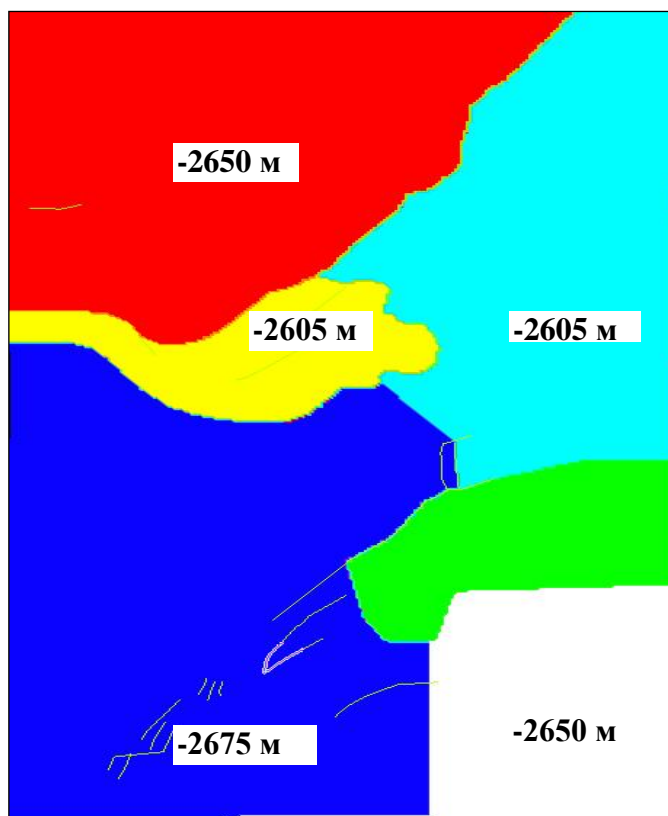


Рисунок 1.4 - Блоковая модель пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинского месторождения

Так, проницаемость по ГИС составляла 5,5 мД, проницаемость, рассчитанная по результатам адаптации скважины, составила 7,5 мД, проницаемость, скорректированная по J-функции, составила 0,5 мД – ниже проницаемости по ГИС (в 10 раз) и ниже предельного значения коллектора ( $K_{пр\_гр.}=0,8$  мД). Полученные результаты говорят о наличии на месторождении нескольких изолированных блоков.

По **Физико-химическим свойствам нефти** также наблюдается обособление блоков с легкой и более тяжелой нефтью (Рисунок 1.6.). Причем по пласту  $\text{Ю}_1^2$  наблюдается большая дискретизация плотности нефти по сравнению с пластом  $\text{Ю}_1^3$  (Рисунок 1.5.).

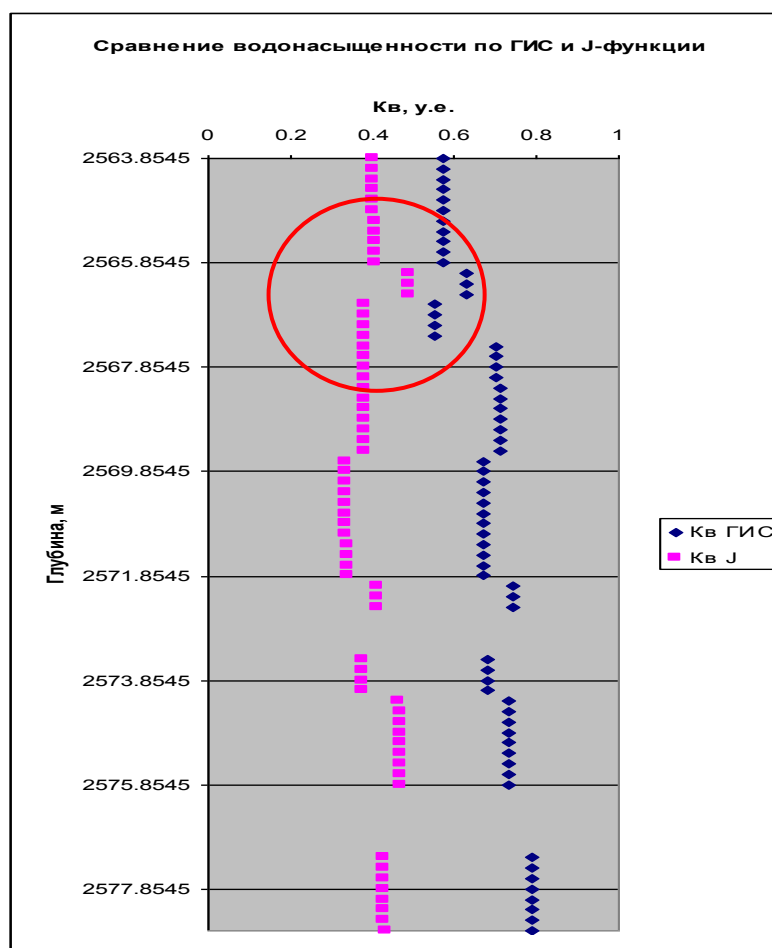


Рисунок 1.5 - Сравнение водонасыщенности, рассчитанной по ГИС, и J-функции при уровне зеркала свободной воды равным минус 2675 м. Скважина № 230Р (пласт  $\text{Ю}_1^3$ )

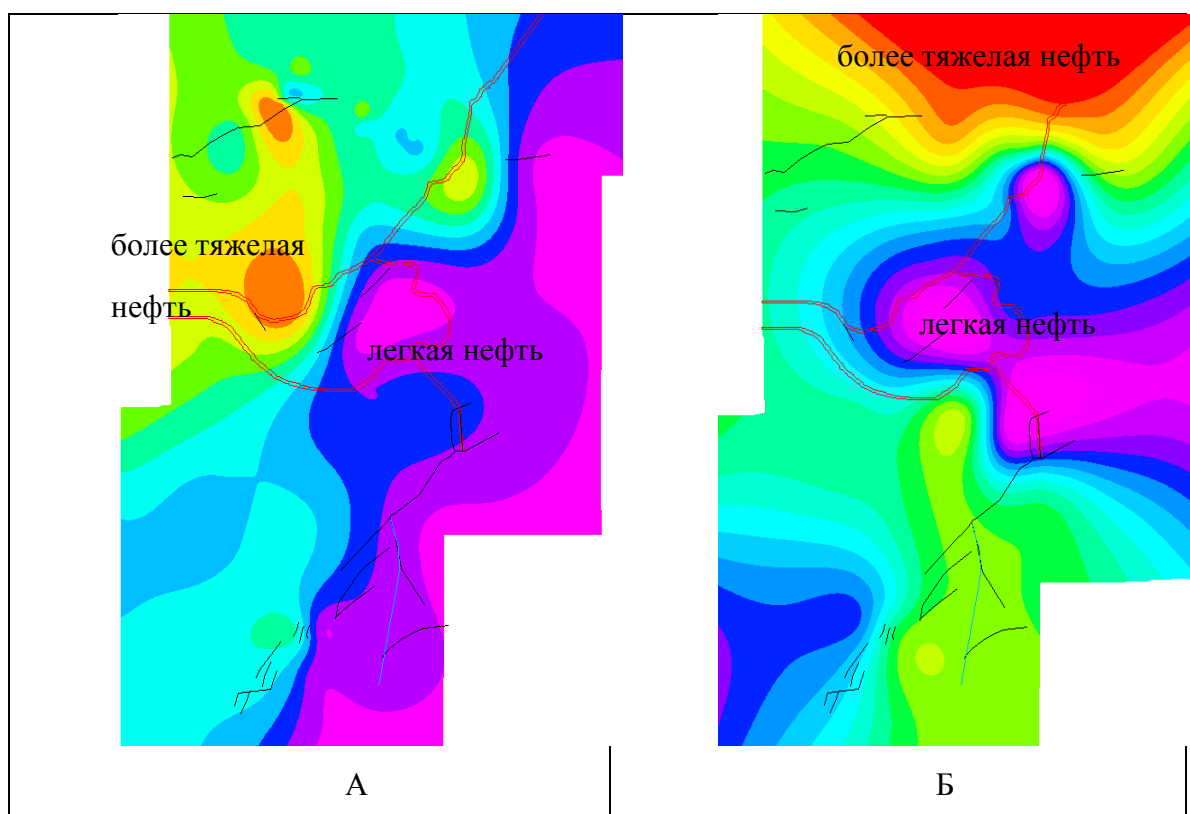


Рисунок 1.6 - Схематические карты плотности нефти продуктивных пластов Крапивинского месторождения: А – пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Б – пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

### **Коллекторские свойства**

Из анализа ФЕС видно, что при близких коллекторских свойствах, например, района скважин №№ 226Р и 225Р или района скважин №№ 192Р и 206Р, существуют значительные перепады ВНК в этих скважинах от 30 до 65 м соответственно, подтвержденные ГИС и опробованием.

### **Керн**

На микроуровне, в шлифах отмечаются зоны уплотнения и разуплотнения, что также свидетельствует о наличии зон напряжения в районе работ.

## **2 ПРОЦЕСС КОРРОЗИИ ТРУБОПРОВОДА И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С НЕЙ**

### **2.1 Классификация коррозионных повреждений**

Коррозия металлов – это процесс в ходе, которого металл поддается самопроизвольному разрушению в ходе воздействия окружающей среды. В ходе образования коррозии происходит как потеря массы тела, так и уменьшение и потеря пластичности тела, его прочности и всякого рода иных физических свойств. В результате коррозии, элементы тела металла переходят в оксиды, щелочи и соли – устойчивые соединения. Важно проводить контроль процесса коррозии, так как это может привести к огромным финансовым потерям. Как уже было сказано, в ходе коррозии происходит потеря металла. Такого рода уменьшение веса тела подразделяются на прямые и косвенные. К прямым потерям относятся: затраты на защиту от коррозии, применение ингибиторов, использование лаков, красок и других средств защиты от коррозии, безвозвратные потери металла. Косвенные потери - это потери продукта в результате утечек, потери производительности, завышенный расход металла, потери в добыче нефти и т.д.

Коррозия – процесс, который может быть вызван по различным причинам и для того, чтобы правильно бороться с этим явлением, необходимо ввести классификацию для процесса коррозии. Существует много различных классификаций процесса коррозии, для основы ВКР была использована и подробно изучена классификация коррозии согласно [10].

В ходе изучения данного документа, и классификаций других авторов, была построена таблица по классификации коррозии (Рисунок 2.1.) [8], которая будет подробно рассмотрена далее.



Рисунок 2.1 – Классификация коррозии

По характеру взаимодействия металла со средой были выделены химическая и электрохимическая коррозии. Химическая коррозия происходит в средах, не проводящих в себе электрический ток, таких как сухой газ и жидкости, не проводящие ток. Электрохимическая коррозия протекает в электролитах, чем и является смесь нефть+вода. Скорость электрохимической коррозии намного больше, чем скорость химической, а так как флюид нефть+вода является электролитом, то в подземном оборудовании протекает преимущественно электрохимическая коррозия. Стоит отметить, что чем больше содержание воды, тем лучше флюид проводит электричество. Механизм коррозии будет рассмотрен чуть позже [15].

По условиям протекания коррозионного процесса можно выделить атмосферную, подземную, жидкостную, биокоррозию и электрокоррозию. Атмосферная коррозия протекает в воздухе, жидкостная в жидкостях (как в электролитах, так и в не электролитах), подземная протекает в грунтах при

взаимодействии с растворами солей, биокоррозия протекает под влиянием микроорганизмов и продуктов их жизнедеятельности, электрокоррозия протекает под действием блуждающих токов, или при наличии внешнего источника тока.

По виду разрушения выделяют сплошную, местную и избирательную коррозии.

Сплошная коррозия – это коррозия, которая протекает по всей поверхности металла. В свою очередь, сплошная коррозия делится на:

- равномерную (скорость коррозии одинакова на всей поверхности) (Рисунок 2.2.).

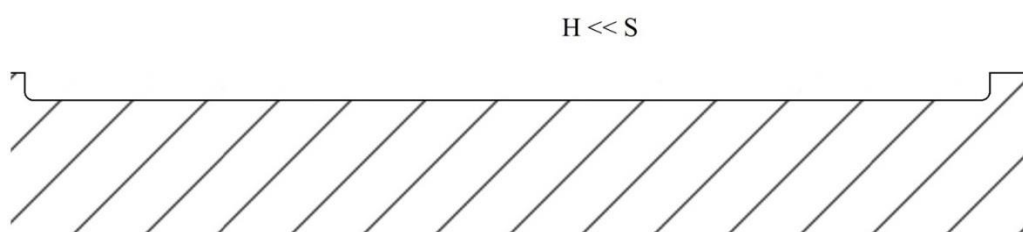


Рисунок 2.2 – Поверхностная равномерная коррозия

- неравномерную (скорость коррозии различна на разных участках) (Рисунок 2.3.).

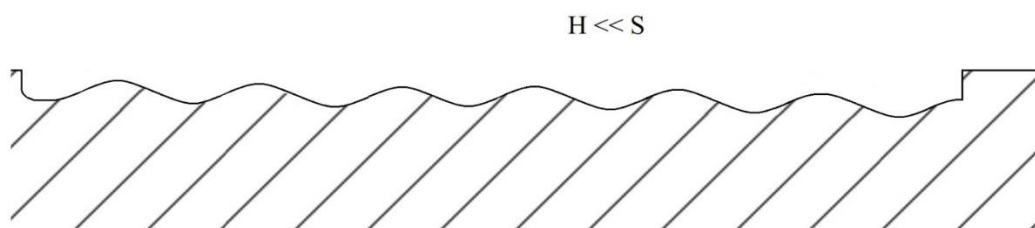


Рисунок 2.3 – Поверхностная неравномерная коррозия

Местная коррозия делится на:

- Коррозию пятнами (глубина поражения намного меньше площади);
- Язвенная коррозия (пораженный участок небольшой площади, глубина поражения достаточно большая) (Рисунок 2.4.).

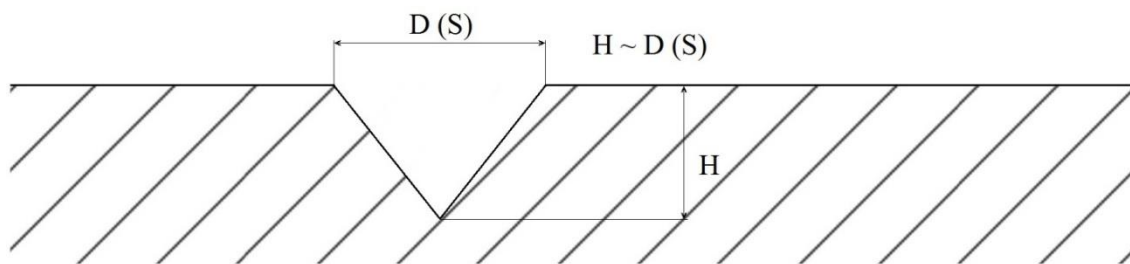


Рисунок 2.4 – Язвенная коррозия

- Точечная или питтинговая (площадь участка незначительная, глубина проникновения очень высокая) (Рисунок 2.5.).

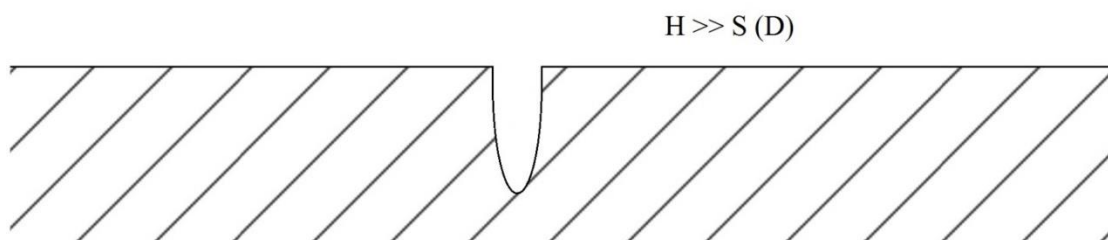


Рисунок 2.5 – Питтинговая коррозия

- Мейза-коррозия (от англ. mesa – плато). При данном типе коррозии возникают локальные коррозионные впадины, чередующиеся с незатронутыми участками, при этом во впадинах могут развиваться вторичные углубления (Рисунок 2.6.).

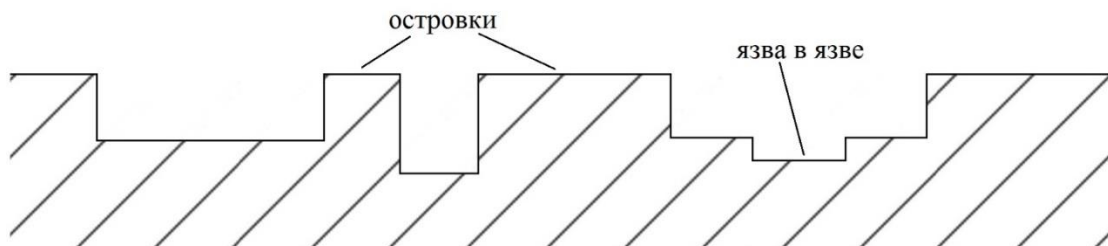


Рисунок 2.6 – Мейза - коррозия

Питтинговая коррозия и мейза-коррозия характерны для агрессивных сред с высоким содержанием углекислого газа.

- Сквозная коррозия (Происходит сквозное разрушение металла в виде свищей);

- Межкристаллическая коррозия (Разрушение происходит по границам зерен металла, данный тип может привести к полной потере прочности конструкции без видимых ее повреждений).

При местной (или локальной) коррозии места повреждений локальны, и почти не затрагивают большую (иногда подавляющую) часть поверхности тела.

Избирательная коррозия – коррозия при которой происходит разрушение отдельных компонентов сплавов.[17]

Кроме проанализированных типов, сопровождающихся влиянием на оборудование  $\text{CO}^{2-}$  содержащего агрессивного флюида, очень часто встречаются и комбинированные типы коррозии, вызванные воздействием агрессивных внутрискважинных жидкостей, электрокоррозии, коррозионно-абразивного воздействия, а также параллельным влиянием нескольких типов (электро- и мейза-коррозии внутрискважинного оборудования). Также, при воздействии  $\text{H}_2\text{S}$  возможно наводороживание стали, которое может привести к сквозным дефектам, отказам и полетам оборудования вследствие потери металлом прочностных характеристик. При воздействии сразу нескольких факторов, идет катализация процесса и риск отказа оборудования возрастает. Обычно поверхность металла внутрискважинного оборудования подвергается комбинированному воздействию нескольких видов коррозии и определение доли каждого из них представляет сложную задачу [10].

## **2.2 Механизм и факторы влияющие на коррозию промысловых трубопровод**

Главной причиной появления коррозии является термодинамическая неустойчивость металла. Механизм коррозии заключен в окислении металла и переход раствор в виде гидратированных ионов, что является анодной стадией и электрохимическое восстановление среды, что является катодной стадией.[8]



При контакте металла с водой, возникают химические связи и так как водород обладает большей электроотрицательностью, чем железо, молекулы воды расщепляются на водород и кислород. Данный процесс представлен на Рисунке 2.7. Затем, металл, обедненный электронами, начинает отталкивать катионы железа и они, вступая в реакцию с кислородом образуют оксиды или гидроксиды железа – ржавчину. Тем самым толщина стенки трубопроводов уменьшается, что может привести к сквозным дефектам и отказам оборудования. Кислород в данном случае влияет важнейшую роль, и если бы в флюиде не было растворенного кислорода, то процесс коррозии не возникал бы вовсе.[3]

Условием для протекания внутренней коррозии трубопровода так же является наличие в добытой жидкости воды с растворенным в ней  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{O}_2$ <sup>5</sup>. Данные соединения придают флюиду агрессивные свойства и являются главными источниками риска. Уровень агрессивности зависит от их концентрации, минерализации, pH, гидродинамического режима течения и тд. Так же можно сказать, что при отсутствии смачивания поверхности трубопровода водой развитие коррозии не протекает.

На скорость коррозии имеет влияние содержание бикарбонат ионов, они оказывают сильное влияние на интенсивность коррозии. С увеличением их концентрации возрастает pH и даже при условии больших парциальных давлений  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$  скорость коррозии может быть очень низкой.

Так же на скорость коррозии имеет влияние водородный показатель pH, который зависит от парциальных давлений кислых газов, температуры и органических кислот. Данный показатель является одним из основных критериев определяющих активность коррозии водной фазы. [18]

Содержание хлоридов так же имеет влияние на коррозионную активность. При характерных температурных условиях для месторождений нефти ионы хлора прямо не участвуют в переносе зарядов. Однако, хлориды это активаторы коррозии и ускоряют ее на анодной стадии. Скорость с которой корродирует трубная сталь как правило увеличивается с увеличением

содержания хлоридов. Это вызвано тем, что хлориды в водной фазе дестабилизируют защитные пленки продуктов коррозии. Как правило вода с малым содержанием хлорида при том же водородном показателе будет менее агрессивна по сравнению с водой с высоким содержанием хлоридов.

Риск коррозии так же возрастает с ростом обводненности продукции. В ходе длительного срока эксплуатации месторождения обводненность может достигать таких высоких значений как 95% и более. Другими словами, риск коррозии растет со сроком эксплуатации месторождения в ходе которого увеличивается обводненность добывающего флюида.

Значительное содержание коррозионно-агрессивных газов тоже оказывают влияние на интенсивность коррозии трубопроводов. Продукция транспортируемая через трубопроводы является не сепарированной и содержит попутный газ, в котором содержится высокое количество углекислого газа и сероводорода. Так же существует возможность привнесения молекул кислорода в систему, что очень сильно увеличит агрессивность жидкости и ускорит коррозионный процесс.

С ростом температуры транспортируемой продукции растет и скорость коррозии. Наибольший эффект ощущается в средах склонных к отложению карбонатных солей, где данная зависимость наиболее выражена.

В ходе проведения таких мероприятий по интенсификации добычи, как ГРП и увеличение депрессии в продукции увеличивается содержание механических примесей. Слишком высокое содержание механических примесей в транспортируемой продукции может привести к гидроабразивному износу металла трубопровода. Другим фактором оказывающим влияние на скорость коррозии трубопровода является попадание в продукцию различных технологических жидкостей, которые используются в ходе обработок скважин (кислотная обработка). Данные жидкости обладают повышенной коррозионной активностью и вызывают коррозионный износ.[8]

Существенное влияние на интенсивность коррозии оказывает присутствие в продукции растворенного кислорода. Кислород очень сильно

понижает эффективность использования большей части ингибиторов в нефтепромысловой практике. А одновременное наличие в жидкости CO<sub>2</sub> и O<sub>2</sub> влечет за собой резкое увеличение скорости коррозии.

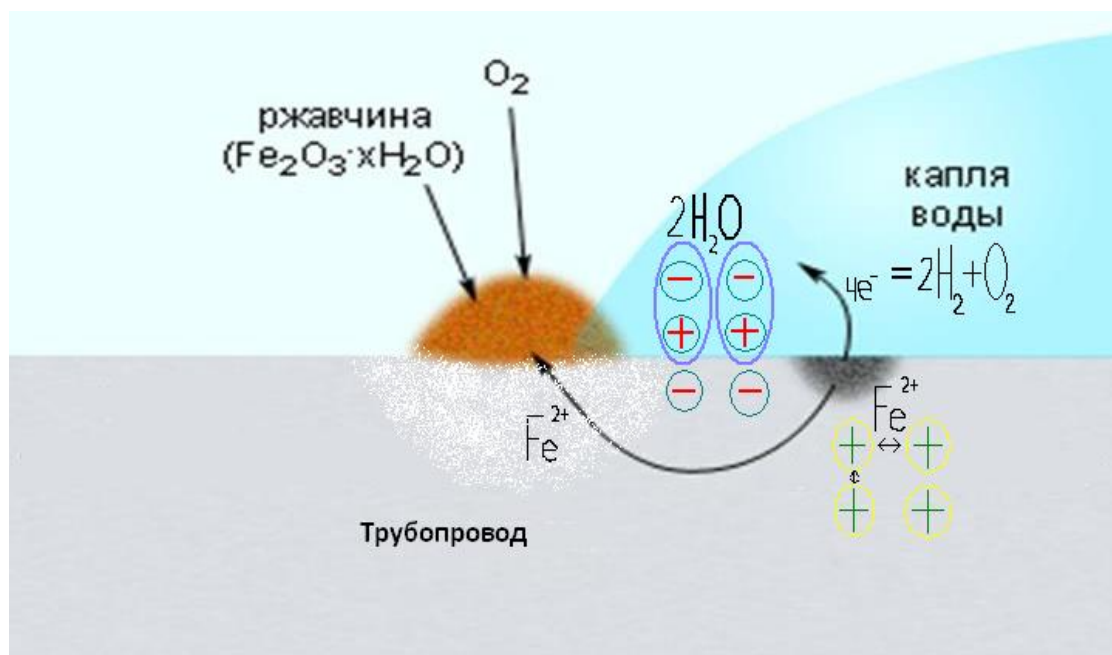
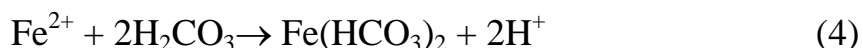
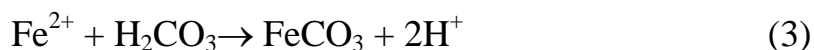


Рисунок 2.7 – Процесс протекания электрохимической коррозии

Также на скорость коррозии влияет содержание углекислого газа и сероводорода. Углекислый газ способствует возникновению мейза-коррозии, вступая в реакцию с железом, что ведет к уменьшению срока безотказной работы. Единовременное нахождение во флюиде углекислого газа и кислорода ведет к ускорению процесса коррозии. Вызываемая углекислым газом коррозия приводит к формированию на поверхности металлов больших по площади язв и большим потерям массы металла, что может привести к возникновению сквозного дефекта. При активности CO<sub>2</sub>, возникает нерастворимый карбонат железа, либо бикарбонат железа, которые представляют собой хорошо растворимые вещества.



Сероводород же ускоряет процесс коррозии, за счет того, что при наличии сероводорода происходит наводороживание стали, она теряет свои прочностные свойства, и образуются трещины в теле трубы, что ведет к увеличению площади коррозии и ускоренному возникновению сквозных трещин. Присутствие углекислого газа и сероводорода одновременно, приводит к увеличению скорости коррозии до 4 раз, а при большом содержании кислорода во флюиде, эффект увеличивается в десятки раз. Необходимо понимать, что остановить коррозию невозможно, возможно замедлить ее темп.

Также заводской брак является достаточно весомым фактором при отказе оборудования.[7] При наличии микротрещин и других дефектов кристаллической решетки, проникновение коррозии вглубь металла осуществляется гораздо быстрее, а также происходит дополнительная потеря прочностных характеристик. Необходимо рассмотреть варианты наиболее тщательной диагностики оборудования при его приемке и установке.

### **2.3 Методы борьбы с коррозией**

После установления зависимости между скоростью распространения коррозии и причинами ее возникновения, необходимо разработать методику, позволяющую выбирать наиболее эффективные методы борьбы с коррозией в каждом, индивидуальном случае. Методика, отвечающая современным стандартам, основана на следующих группах методов:

А) Покрытие поверхности металла антикоррозионными веществами для изоляции. К этим методам относятся:

1) Антикоррозионные защитные покрытия

Б) Повышение коррозионной стойкости материала:

2) Коррозионностойкие стали

В) Уменьшение скорости коррозии при помощи тока (электрохимическая защита):

- 3) Станции катодной защиты
- 4) Протекторная защита
- Г) Понижение агрессивности производственной среды:
- 5) Ингибиторы коррозии

Вышеперечисленные группы методов борьбы с коррозией можно разделить на два вида. Первые две группы как правило приводятся в исполнение до начала эксплуатации производственного оборудования, то есть на стадии изготовления и проектирования, в ходе которой наносится защитное покрытие и вносятся легирующие элементы в сталь. В процессе эксплуатации не могут быть внесены изменения в состав сталей и защитных покрытий изделия при непрерывном производстве, даже в условиях меняющегося агрессивного флюида[12].

Следующие две группы, наоборот, реализуются в ходе производственного процесса: обрабатываются пласти, подаются ингибиторы коррозии, или производится подача электрического тока для достижения необходимого защитного потенциала. При необходимости есть возможность регулировать режимы, достигая оптимального уровня защиты.

Каждый тип защиты имеет свои преимущества и недостатки, а также определенный опыт эксплуатации [10].

### **2.3.1 Антикоррозионные защитные покрытия**

Антикоррозионные покрытия используются для изоляции внутренних стенок труб, которые транспортируют коррозионно-опасные среды. К таким типам относятся водонефтегазовые эмульсии. Коррозионное разрушение трубопроводов приводят к большим материальным потерям. Использование внутреннего покрытия труб дает ряд таких преимуществ, как: увеличение пропускной способности, увеличение надежности трубопровода и понижение парафинообразования на стенках труб. [11]

Настоящее время использования промышленных трубопроводов, не имеющих защитного внутреннего покрытия как правило составляет порядка 1-3 года, а в случаях при наличии сильно агрессивной фазы может составлять лишь несколько месяцев. Использование эффективных антикоррозионных покрытий может увеличить срок службы промышленного трубопровода в несколько раз.

Для создания долгосрочной, надежной внутренней изоляции трубопровода важно использование надлежащего изоляционного материала и соблюдения технологии нанесения покрытия. Основными материалами, используемыми для внутренней изоляции труб, являются порошковые полимеры, а также лакокрасочные материалы с малым содержанием растворителя (менее 30%) и с повышенным содержанием растворителя (более 30%). Использование данных материалов позволяет достигнуть почти беспористые покрытия с более высокими защитными и физико-химическими свойствами. Основными критериями при выборе покрытия для изоляции трубопроводов является условия эксплуатации и защитно-технологические свойства покрытий. Наиболее популярными являются лакокрасочные материалы созданные на основе эпоксидных, фенолформальдегидных смол и порошковые полимеры созданные на основе порошковых материалов, которые нанесены по фенольному праймеру. Толщина антикоррозионного покрытия в основном составляет порядка 300-500 мкм..

Технология нанесения внутреннего покрытия на основе жидких эпоксидных красок (содержание растворителя менее 30%) представлена достаточно простым процессом. Покрытие наносится на уже подготовленную внутреннюю поверхность труб используя распыления смеси изоляционных материалов. Полимеризация таких видов покрытия, как правило происходит при температуре 50-70 °C. После нанесения праймера производится сушка. [11]

Антикоррозионных покрытий большое множество и у каждого есть свои преимущества и недостатки, покрытия также подразделяются на металлические, неметаллические и полученные путем химической обработки изделия. Однако все они обладают таким большим минусом перед

коррозионностойкими сталями, как не ремонтпригодность. Однако, есть один большой плюс – они намного дешевле.

### **2.3.2 Коррозионностойкие стали**

Коррозионностойкие стали это обычная сталь, которая имеет дополнительное содержание тех или иных химических компонентов, замедляющих процесс коррозии. Самыми распространёнными являются хромоникелевые и хромистые стали.[9]

Хром является основным легирующим компонентом, делающим сталь в окислительных средах коррозионностойкой. Железо с хромом образует непрерывный ряд твердых растворов, в следствии чего можно добиться стали с высоким содержанием хрома в твердом растворе. Хром не является труднодоступным и дорогим материалом, поэтому является наиболее дешевым представителем нержавеющей стали. Чем больше количество хрома в стали, тем выше ее коррозионная стойкость, на сегодняшний день в основном выплавляют коррозионностойкие стали трех видов: с содержанием хрома 13%, 17% и 28%. [2]

Никель является металлом, достаточно легко приобретающим пассивность. Добавление никеля к железу в количестве 1/8 моля скачкообразно повышает стойкость к коррозии сплава. Сталь имеющая 18% Хрома и 9% никеля имеет структура аустенита, которая обладает значительно большей коррозионной стойкостью и технологическими свойствами.

Хромоникелевые стали в зависимости от их состава и структуры делятся на такие группы как стали аустенитные, аустенитно-мартенситные и аустенитно-ферритные. Чем ниже количество углерода в стали, тем лучше коррозионные свойства нержавеющей стали. Стойкость хромоникелевых сталей к коррозии и кислоте так же можно повысить легированием молибденом и медью.

Хромоникелевые сплавы обладают большей прочностью и коррозионной стойкостью в сравнении с другими сталями, но хром является дорогим металлом, и цена такой стали куда выше.

### **2.3.3 Станции катодной защиты**

В результате контакта металла с грунтами, относящихся к электролитическим средам, протекает коррозионный процесс, сопровождающийся образованием электрического тока и устанавливается электродный потенциал. Величина трубопроводного потенциала определяется по разности потенциалов между двумя электродами: не поляризующим медно-сульфатным элементом. Отсюда следует, что потенциал трубопровода является собой разностью его электродного потенциала и потенциала электрода по отношению к грунту. Электродные процессы на поверхности трубопровода являются определенного направления и стационарными по характеру его изменения по времени.

Как правило стационарный потенциал обозначается, как естественный потенциал и подразумевается, что на трубопроводе нет блуждающих или наведенных токов. Взаимодействие корродирующего металла с электролитом делятся на два вида процессов: анодный и катодный, они происходят в одно и тоже время на разных участках поверхности раздела металла и электролита. Для защиты от коррозии используют территориальное разделение этих процессов. К трубопроводу подключаются источники тока с электроодозаменителем, тем самым пускают по трубопроводу внешний постоянный ток. В таком случае анодный процесс происходит на дополнительном электроде-заменителе. Катодная поляризация трубопроводов под землей происходит путем наложения электрополя от источника вне постоянного тока к защищаемому телу, тогда трубопровод будет являться катодом по отношению к грунту, а искусственный анод-заменитель к положительному полюсу. Схема катодной защиты показана на Рисунке 2.8.



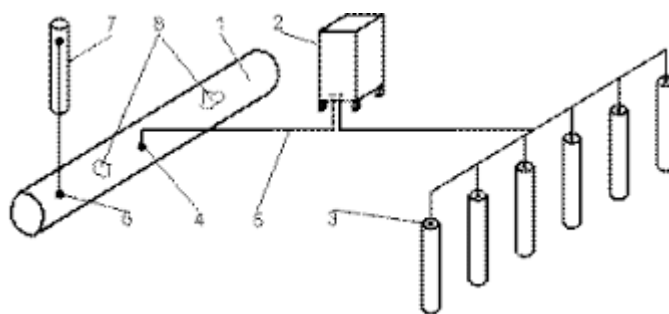


Рисунок 2.8 – Схема катодной защиты трубопровода

1- Трубопровод; 2 – внешний источник постоянного тока; 3 – анодное заземление; 4 – точка дренажа; 5 – дренажный кабель; 6 – контакт катодного вывода; 7 – катодный вывод; 8 – повреждение изоляции трубопровода.

Катодная защита контролируется путем поддержания определенного защитного потенциала. Когда наложением внешнего тока трубопровод поляризован до равновесного потенциала растворения металла, то анодный ток прекращается, и коррозия останавливается.

При данном процессе необходимо постоянное поддержание тока, а, следовательно, достаточно большая сложность в поддержании технологического процесса.

### 2.3.4 Протекторная защита

Принцип работы схож с применением станций катодной защиты, но в данном случае приток электронов в тело металла осуществляется не за счет поддержания постоянного тока через трубу. Механизм протекторной защиты заключается в превращении поверхность трубопровода в один большой неразрушающийся катод. Анодом в таком случае будет являться подключенный к защищаемой конструкции электрод из более электроотрицательного металла – протектора. Защитный электрический ток будет возникать в результате работы гальванической пары протектор-защищаемая конструкция. Со временем протекторы постепенно изнашиваются, защищая основной металл.

Такого рода защита используется, когда трубопровод прокладывается в труднодоступных местах, где зачастую отсутствуют линии электропередач, а для использования катодной защиты необходимо большое количество электроэнергии.

В данном случае не нужны операционные затраты на поддержание электрического тока, достаточно просто установить протектор, и рассчитав срок его эксплуатации. Вовремя менять его. К насосно-компрессорной трубе крепится металлический протектор, обладающий большей электроотрицательностью, как правило магний (Рисунок 2.9).[11].

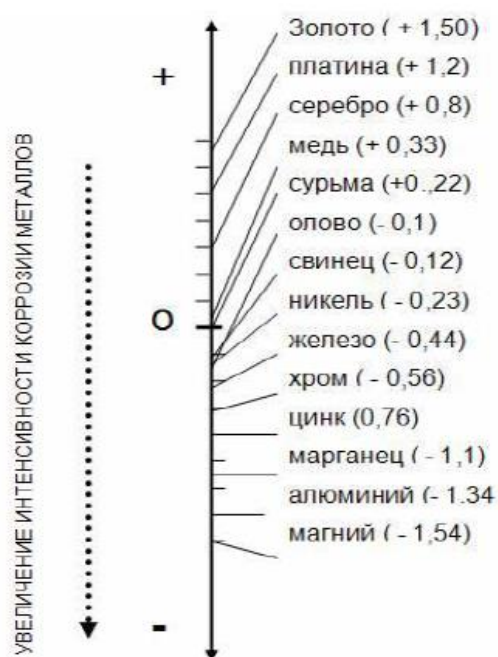


Рисунок 2.9 – Ряд электроотрицательности металлов

### 2.3.5 Ингибиторно-бактерицидные обработки пластов

Данная технология применяется для случаев, когда происходит биокоррозия оборудования. Особенно актуален данный способ при добыче высоковязких нефтей, когда происходит большое воздействие на пласт, как температурное, так и химическое. У данной технологии есть один дополнительный плюс – при правильном соблюдении процесса от коррозии

защищается не только подземное оборудование, но и выкидные линии и нефтесборные коллекторы.

### **2.3.6 Ингибиторы коррозии**

Ингибиторная защита одна из наиболее эффективных и технологически простых методов по защите трубопровода от коррозии. Важнейшей функцией ингибиторов коррозии является снижение агрессивности газовой и электролитической среды, по мимо этого предотвращают активный контакт металлической поверхности с окружающей средой. Для этого ингибиторы вводятся в коррозионную среду, после чего уменьшается сольватационная активность ионов, атомов и молекул. По мимо этого снижается их способность к ассимиляции электронов которые покидают поверхность металла в ходе его поляризации. На стенках металла образуется или моно или поли-атомная адсорбционная пленка играющая огромную роль. Она сильно уменьшает общую площадь поверхности которая контактируется с коррозионной средой и играет роль барьера тормозящего процессы саморастворения.[4] По механизму действия ингибиторы делятся на пассивационные и адсорбционные. Первые вызывают формирование на поверхности металла некой защитной пленки и переводит метал в пассивное состояние. Наиболее популярно использование пассиваторов для значительного уменьшения коррозии в нейтральных или близких к ним средах, где коррозия в основном протекает с кислородной деполяризацией. Функции таких ингибиторов весьма разнообразны и широки и в основном зависит от их химического строения и состава.

Существует несколько видов пассивирующий ингибиторов, например, неорганические с окислительными свойствами хроматы [1]. Они создают защитные оксидные пленки на поверхности металла. При таких случаях обычно протекает смещение потенциала в направлении положительных значений вплоть до величины, которая соответствует величине, при которой выделяется кислород из молекул воды или иона гидроксила. Так же при этом процессе на

металле хемосорбируются образующие атомы кислорода блокирующие активные центры металла и введут к скачку потенциала, что влечет за собой замедление растворение металла. Возникающий при этом процессе хемосорбиционный слой очень похож по составу на поверхностный оксид. Большую группу составляют пассиваторы которые образуют с ионами металла, который подвергается коррозии труднорастворимые соединения. Сформировавшийся осадок соли, при условии, что он плотный и достаточно крепко связан и оседает на поверхность металла, тем самым защищая эту поверхность от прямого контакта с той или иной агрессивной средой. Такими ингибиторами являются различные силикаты ингибиторы, ингибиторы на основе карбонатов щелочных металлов, а так же полифосфаты.[2]

В другую группу входят такие органические соединения которые не являются окислителями, но они помогают процессу протекания адсорбции растворенного кислорода, а это то что в свою очередь введет к пассивации. К их числу относятся натриевая соль коричной кислоты и бензонат натрия.

Частицы адсорбционных ингибиторов электростатически вступают в реакцию с поверхностью металла и в результате оседают на ней, что в следствии ведет к снижению скорости коррозионного процесса.

Другими словами, эффективность ингибиторов основной массы органических соединений определяется их адсорбционной способности при возникновения контакта с поверхностью металла. Представителями таких групп являются азот-, серо-, кислород- и фосфоросодержащие группы, которые имеют свойство адсорбироваться на стенах металла в результате своих донорно-акцепторным и водородным связям.

Наиболее распространены ингибиторы созданные на основе их соединений содержащих азот. Защитный эффект демонстрируют такие соединения как алифамитические амины и их соли, гидразиды, имидазы и тд..

Так же большой интерес вызывают соединения, в которых содержится атом серы, к такой группе ингибиторов прежде всего относятся тиолы, полисульфиды, сульфиды, тиомочевины и тд.

Из фосфоросодержащих соединений в роли ингибиторов выступают тиофосфаты, пирофосфаты, фосфорамиды и диарилфосфаты.

В последние годы при создании ингибиторов наблюдается тенденция к применению сырья, содержащего переходные металлы, а также комплексы на такой основе, которые могут взаимодействовать с разного рода, которые находятся в электролите или на поверхности подвергающейся защите. Доказан факт, комплексы с такой основой и соединений с такой основой, могут использовать в качестве сырья отходы производств и отработанные катализаторы, и создают возможность создания эффективных экологически чистых ингибиторов коррозии углеродистых сталей в водной среде. К наиболее изученным относят соединения и комплексы на основе органополимолибдатов, аминов ароматических и триазолов таких как Zn, Ni, Al, Co и их соли. [19]

В результате взаимодействия комплексного аниона, образующийся в следствии диссоциации комплекса в водной среде, с электронами неполных орбиталей железа возникает хемосорбция на стали

При всех положительных свойствах ингибиторной защиты, используемые реагенты не всегда способны предоставить действительно высокую защиту. Это может быть связано с рядом причин, например: диспергируемостью ингибитора, некорректным подбором состава и реагентов.

Таким образом, чтобы решать сложные задачи, связанные с коррозией трубопровода, нужно создание новых ингибиторных композиций или совместное использование помимо химических методов и физические методы.

## **2.4 Мониторинг коррозии**

В ходе эксплуатации транспортирующих нефтяную продукцию промысловых трубопроводов возникает риск разгерметизации и разлива нефтепродуктов и причинение экологического загрязнения, а также возникают крупные финансовые потери. Мониторинг коррозии является обязательным

мероприятием которое обязательно необходимо проводить с целью оценить состояние коррозионной агрессивности рабочих сред и предсказывание и минимизация негативных процессов влекущих за собой ухудшение целостности трубопровода. [8]

Таким образом, основными задачами мониторинга коррозии является:

- Проведение безопасной эксплуатации
- Создание оптимизированной программы для технического обслуживания
- Создание оптимизированной и технологически верно подобранной антикоррозионной программы мероприятий
- Оценка и анализ влияния на интенсивность коррозии предполагаемых изменений эксплуатационных режимов и нарушений технологических процессов транспорта жидкостей

Существует огромное разнообразие факторов имеющих влияние на развитие коррозии, что в свою очередь не позволяет создание какого то универсального метода позволяющего составить корректный прогноз целостности трубопровода или же дать оценку эффективности мероприятий направленных на предотвращение коррозии. По этой причине мониторинг коррозии включает в себя четыре основных группы:

- В первую группу входят методы определения коррозионного износа трубопровода путем таких общепринятых диагностических обследований, как внутритрубная диагностика и ультразвуковая толщинометрия.
- Во второй группе оценка скорости коррозии металла и ее изменение во времени происходит путем использования датчиков, размещенных непосредственно в среде, движущейся по трубопроводу.
- В третьей группе происходит оценка технологических и физико-химических свойства среды которые имеют влияние на ее коррозионную активность.

- В последней группе производится анализ статистики отказов оборудования для определения участков с повышенным риском образования проблем и наиболее значимых факторов влияющих на их количество на трубопроводах.

Для того, чтобы мониторинг был наиболее эффективен необходимо создание возможности для беспрепятственного получения данных от перечисленных ранее групп и совместного анализа. Это может быть достигнуто путем доступа ко всем базам данных содержащих нужную информацию и наличие необходимого программного обеспечения.

Мониторинг коррозии можно рассмотреть, как систему состоящую из трех, ключевых элементов: проектирование, эксплуатация, управление.

#### **2.4.1 Проектирование**

Проектирование системы мониторинга коррозии происходит в несколько стадий:

- Определение основных и главных параметров для мониторинга коррозии;
- Выбор эффективных расположений точек мониторинга;
- Выбор оптимальной и технологически верной техники измерений, определение нужной чувствительности у измерительного устройства
- Определение времени и частоты сбора и обработки и анализа данных;
- Оценка доступности оборудования;
- Разработка регламента мониторинга скорости коррозии;
- Оценка затрат на эксплуатацию системы мониторинга скорости коррозии.

##### *Определение параметров*

Для корректного выбора контролируемых параметров необходимо понимание механизма коррозии и преследуемых целей мониторингом коррозии. Заведомо известные и обозначенные факторы риска указывают на необходимые параметры, подлежащие измерению для оценки эффективности и контроля

технологии ингибирования. Такого рода параметры подразделяются на две группы: параметры прямого мониторинга и параметры косвенного мониторинга.

К параметрам прямого мониторинга относят основные параметры измерения которых напрямую дают информацию о том снижается ли скорость коррозии, то есть эффективна ли работа ингибирования и соблюдается ли технология. Эффективность ингибирования не может быть измерена напрямую, но рассчитывается из прямых измерений толщин стенки трубопровода и разницы коррозии до использования ингибиторов и после их использования. Главными параметрами прямого мониторинга коррозии при использовании ингибиторов является скорость коррозии, масса ингибитора находящаяся в объеме емкости которая дозирует вещество и количество необходимого подаваемого ингибитора.

В случае косвенных измерений выявляется не сама скорость коррозии, а те параметры которые влияют на это значение. В данную группу параметров входят технологические и физико-химические характеристики которые определяют агрессивность потока.[14] Такого рода данные могут быть использованы в различных моделях для расчета скоростей коррозии в трубопроводе. Но их наиважнейшая ценность состоит в том, что они предоставляют информацию о том протекает ли технологический процесс в штатном режиме, выполняются ли мероприятия в должном объеме и своевременно.

К данной группе относятся такие параметры как:

- pH среды;
- содержание механических примесей;
- давление и температура;
- скорость и гидродинамический режим потока;
- ионный состав водной фазы;
- производительность трубопровода;



- остаточное содержание ингибитора коррозии;
- количество колоний плавающих и прикрепленных форм бактерий;
- обводненность жидкостей.

Контроль и отслеживание данных параметров дает возможность выявлять изменения в условиях потока и отклонения в технологии ингибирования, которые в свою очередь приводят к повышению скорости коррозии. Посредством анализа можно выявить причины вызывающие этот рост и внести поправки в технологию (смена ингибитора, повышение дозировки, изменение точек закачки и частота обработки) до потери целостности оборудования.

#### *Выбор мест мониторинга коррозии*

Выбор мест мониторинга является очень важным решением в связи с тем, что технологические условия не являются одинаковыми по всей системе. Температура, состав, давление и режим течения способны изменяться в пределах одной системы, а это значит что коррозионная агрессивность жидкости будет отличаться друг от друга в разных точках трубопровода. Таким образом, очень важной задачей является определение наиболее опасных мест, потому что именно в данных местах нужно осуществлять контроль скорости коррозии для оценки эффективности ингибирования. Это связано с тем, что предполагается, что если скорость коррозии в наиболее опасных местах не превышает должное значение то и по всему трубопроводу будет обеспечена защита.

Узлы контроля коррозии обязаны быть установлены на:

- напорных нефтепроводах транспортирующих коррозионно-опасную продукцию (после точки врезки дозирующей установки) и в конце направления защиты (перед врезкой на площадочный объект);

- нефтесборных трубопроводах – в начале направления защиты (после врезки дозирующей установки), в конце направления защиты (перед врезкой в общий стволовой участок или перед врезкой на объекты подготовки нефти);
- низконапорных водоводах – в начале направления защиты (после врезки дозирующей установки), в конце направления защиты (перед врезкой на КНС);
- высоконапорных водоводах – в начале стволового участка трубопровода (после выхода с КНС), в конце участка наиболее отдаленных кустов скважин;
- газопроводах – в начале участка (после врезки дозирующей установки), в конце направления защиты (перед врезкой в общий стволовой участок или перед врезкой на объекты подготовки газа).

Так же существуют зоны повышенного риска коррозии, где рекомендуется установка узлов контроля коррозии:

- места прорывов трубопровода;
- равнинные участки трасс трубопровода;
- пониженные участки трасс трубопровода.

#### *Выбор техники измерения*

На данный момент существует достаточно большое количество методов измерения скорости коррозии. Каждый из них универсален и имеет ряд преимуществ и недостатков. Каждый метод имеет ограничения в своей применимости и в связи с этим дает лишь ограниченный объем информации. По этой причине при построении системы мониторинга проектируется комбинированное использование различных методов измерения. Все методы оценки скорости коррозии разделены на две группы:

- К группе номер один относят такие методы которые основанные на оценке изменения геометрических размеров металлического тела, элемента датчика или самой стенки трубопровода. Такие методы могут быть использованы в абсолютно любой среде, связано это с тем, что они не зависят от ее электрической проводимости. Потеря металла которая произошла за определенное количество времени должна быть определена и затем выражена в

необходимых для нас единицах скорости коррозии. Представителями таких методов являются –техника электросопротивления, ультразвуковая толщинометрия, гамма радиометрия, образцы-свидетели коррозии, FSM (FieldSignatureMethod), PEC (стационарные датчики вихретоковой дефектоскопии).

- Ко второй группе относятся такие методы в которых основой является контроль электрохимических реакций которые в свою очередь протекают на самой поверхности корродирующего металла. Данные методы основаны на величинах тока и потенциала которые протекает через поверхность электрода на специальном датчике. Основным условием для применимости данных методов является наличие токопроводящих сред (электролитов), которыми является минерализованная попутная вода. К данной категории относятся такие методы как LPR – который является методом сопротивления линейной поляризации, анализ поляризационных кривых, потенциометрия, гальванометрия.

В основном, коррозионный процесс вызванный такими источниками как углекислый газ и сероводород проявляет как правило локализованный характер и представлены в виде всякого рода язв, а так же канавок и мейза-коррозии. По этой причине существует требование чувствительности локальной коррозии техники измерения так как не все методы обладают таким свойством. Для этого к используемым методам добавляют еще и с образцом свидетелем.[16]

Материал образцов и датчиков скорости коррозии может отличаться от материала из которого сделан сам трубопровод, как и могут отличаться гидродинамические условия в которых расположен образец от условий в которых работает внутренняя стенка трубопровода. Совокупность таких различий приводит к различному механизму коррозии трубопровода и образца-свидетеля. То есть скорость коррозии измеренная образцом может отличаться от скорости коррозии стенки трубопровода. Но польза от такого мониторинга коррозии все равно есть, ведь она определяет основные тенденции в развитии коррозии, а значит можно оценить эффективность ингибирования и делать

прогнозы о поведении трубопровода. Для минимизации расхождений в оценке коррозии необходимо, чтобы датчики и их чувствительные элементы располагались в наиболее агрессивной фазе и в похожих гидродинамических условиях.

#### *Гравиметрический метод оценки скорости коррозии*

Данный метод является методом оценивающим не абсолютное значение скорости коррозии, а методом выявляющим тенденцию агрессивности среды меняющуюся из-за нарушений технологии ингибирования или же резкого изменения условий эксплуатации. Гравиметрический метод относится к типу образцу-свидетелю и является массометрическим методом. Суть заключается в нахождении образцов металла определенных геометрических параметров в агрессивной среде в течение определенного времени. По окончании планируемого времени нахождения образцов в агрессивной среде они взвешиваются и по количеству потерянной массы образцов определяются среднее значение коррозии. Также, образцы-свидетели дают возможно определить и замерить глубину питтинга, выявить масштабы коррозионного растрескивания протекающего под напряжением, а так определить и проанализировать коррозию зоны термического влияния на всякого рода сварных соединений и провести и анализировать химический анализ продуктов коррозии. Гравиметрический метод является самым распространённым ввиду его низкой стоимости, полезности в режиме штатного ингибирования и возможности использования в местах, где невозможно применение электрических приборов.

Достоинствами метода является:

- возможность применения в любых средах;
- отсутствие сложного оборудования, дешевизна и технологическая простота,;
- возможность проведения визуальной оценки.

Но даже при таком наборе положительных сторон, метод имеет и ряд недостатков, таких как:

- большие затраты времени для получения и обработки данных;
- невысокая чувствительность и запаздывающий результат;
- низкая частота измерений, работа персонала в местах высокого давления.

Образцы-свидетели изготавливаются из металла в виде разных форм – цилиндрических (Рисунок 2.10.), плоских (Рисунок 2.11) и дисковых



Рисунок 2.10 - Образец-свидетель цилиндрической формы.



Рисунок 2.11 – Образец-свидетель плоской формы

### *Метод электрического сопротивления ER*

Метод электросопротивления так же применяется на для оценки абсолютных значений скорости коррозии трубопровода, а для определения тенденции агрессивности среды, которая может меняться в случаях нарушения технологии ингибирования или изменения условий эксплуатации. Данный метод относится к такой группе как массометрический метод, однако, в отличии от гравиметрического метода, здесь потеря массы образца в результате экспозиции в агрессивной среде определяется по измерениям электрического сопротивления образца. Известно, что в данном методе скорость роста сопротивления является пропорциональной самой скорости коррозии.

Чувствительность метода можно охарактеризовать как обратно пропорциональной размера самого чувствительного датчика/элемента. Но рост чувствительности во время использования элементов с меньшей толщиной

растет ошибка измерения, а связано это с температурными флуктуациями. Так же пропорционально сокращается время жизни датчика (Рисунок 2.12.).

Электрический метод является вторым по применимости после образцов-свидетелей и имеет, как и достоинства, так и недостатки.

Плюсы метода:

- Нет необходимости в проводящей среде, может быть применен в любых средах;
- Повышенная чувствительность в сравнении с гравиметрическим методом;
- Дает возможность производить оценку скорости коррозии в режиме настоящего времени.



Рисунок 2.12 - Датчик электросопротивления

Чувствительные элементы датчика электросопротивления делятся на проникающие и торцевые. Проникающие элементы являются петлевыми, кольцевыми, а так же трубчатыми (Рисунок 2.13.).

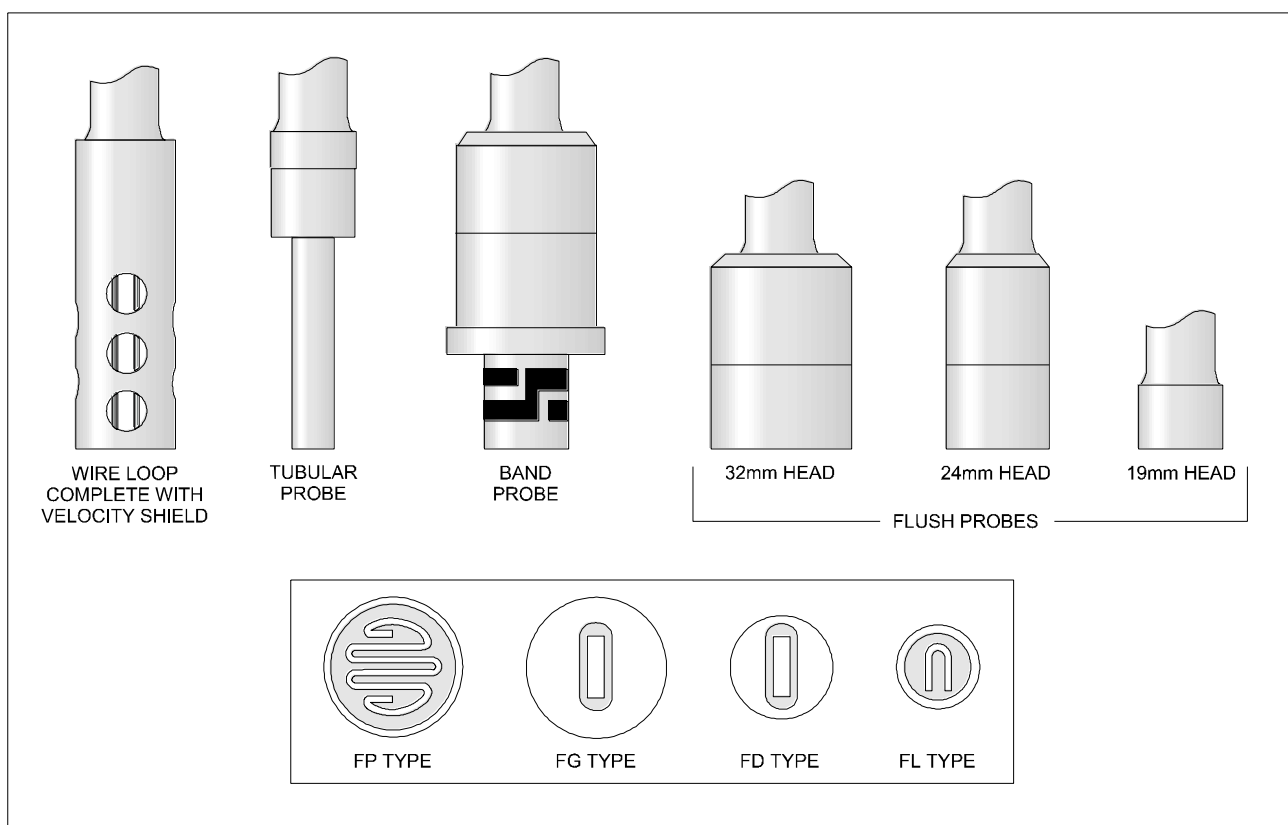


Рисунок 2.13 - Виды чувствительных датчиков

Изолирующий слой между металлическим корпусом датчика и чувствительным элементом может состоять из полимера или керамики в случае высокой агрессивности среды, где предполагается использование датчика.

#### *Метод сопротивления линейной поляризации (LPR)*

Метод сопротивления линейной поляризации так же применяется на для оценки абсолютных значений скорости коррозии трубопровода, а для определения тенденции агрессивности среды, которая может меняться в случаях нарушения технологии ингибирования или изменения условий эксплуатации. Данный метод основан на измерении электрохимических свойств поверхности металла подвергающегося коррозии. Он использует величины потенциала и тока который протекает через электрод специального датчика. Затем измеряемые параметры преобразуются в величины скорости коррозии, которые выражаются в единицах среднеповерхностной потери металла за единицу времени. Метод отличается весьма высокой чувствительностью и невероятно быстрым откликом. Для замера требуется

времени меньше 2 минут. Главным ограничением метода является невозможность его использования во всех средах, его работа возможна лишь в токопроводящей среде, электролите.

Как и все методы имеет ряд преимуществ и недостатков.

Преимущества:

- невероятно быстрое измерение агрессивности среды
- повышенная чувствительность к любым изменениям в условиях эксплуатации (давление, температура, обводненность и тд.)

Недостатки:

- определяет только общую скорость коррозии
- работает лишь в токопроводящей среде
- показывает лишь мгновенную агрессивность в момент измерений
- характеризуют тенденцию коррозии, а не абсолютное значение
- датчики подвергаются загрязнению
- необходима квалификация персонала для интерпретации результатов
- наличие сероводорода в воде может сильно исказить получаемые данные

Пособие по применимости различных методов мониторинга предоставлено в Таблице 2.1.



Таблица 2.1 – Краткое представление применимости тех или иных методов мониторинга коррозии

	Образцы свидетели /катушки	ER/ER высокой чувствительнос ти	LPR	Гальвано- метрия	Гибкие УЗ Датчики (6)	pH	Агрессивныег азы	Минерализаци я	Био	КВЧ	Анализпро дуктовкорр озии	Водород. датчики
Нефтеборный коллектор	+ (1)	+ (1)	+ (1)	-	+	+	CO <sub>2</sub> ,H <sub>2</sub> S	+	+	+	+	+
Напорный нефтепровод	+ (1)	+ (1)	-	-	+		CO <sub>2</sub> ,H <sub>2</sub> S		-	+	+	+
Низконапорный водовод (пресная вода)	+	+ (5)	-	+	+	+	O <sub>2</sub>	-	+	+	+	-
Низконапорный водовод (Сеноман)	+	+	(3,4)	+	+	+	CO <sub>2</sub> ,H <sub>2</sub> S O <sub>2</sub> (8)	+	+	+	+	+
Низконапорный водовод (подтоварная вода)	+	+	+	(2)	+	+	CO <sub>2</sub> ,H <sub>2</sub> S, O <sub>2</sub>	+	+	+	+	-
Высоконапорны й водовод	+	+	(3)	(2)	+	+	CO <sub>2</sub> ,H <sub>2</sub> S O <sub>2</sub>	+	-	+	-	
Газопровод	+	+	-	-	+	- (7)	-	-	-	-	+	+

1 – при обводненности до 30 предпочтительно исполнение «заподлицо» на нижней образующей 2 – при высоком содержании кислорода 3 – зависит от качества воды; LPR не применим при низкой минерализации и при сильной тенденции к солеотложениям 4 – зависит от качества воды; LPR не подходит при сильной тенденции к образованию биопленки 5 – предпочтительно применение проникающих датчиков.

Показания датчиков, исполненных «заподлицо» на нижней образующей могут сильно искажаться биопленкой 6 – максимальная температура 120°С 7 – полезно для водного конденсата в линиях с влажным газом 8 – в случае открытых бассейнов для удаления газа 9 – в случае зараженности открытых бассейнов для удаления газа

### *Частота сбора*

Полное время отклика всей системы мониторинга является не только способность того или иного прибора зафиксировать рост скорости коррозии за определенное время, но и время затрачиваемое на то, чтобы полученные данные были доставлены до места анализа, обработаны и исходя из результатов приняты меры. То есть полное время отклика это время от начала измерений до принятия каких либо мер. [8]

В зависимости от значимости трубопровода определяется уровень индекса подачи. Чем выше уровень индекса подачи, тем быстрее должен быть процесс получения информации по коррозионному мониторингу.

Таким образом для эффективной работы коррозионного мониторинга следует, что полное время отклика системы не может превышать время в течении которого допускается подача ингибитора с дозировкой ниже регламентной. Другими словами, это значит, что время отклика системы соответствует периодичности проведения измерения главных параметров. Требования к типу работа и их периодичности предоставлены ниже в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Требования к типу работа и их периодичности предоставлены

Вид работ	Периодичность
Определение мест наиболее агрессивной фазы	Не менее 1 раза в месяц
Оценка влияния гидродинамического режима	Не менее 1 раза в месяц
Определение механизмов коррозии и типов разрушения	Не менее 1 раза в месяц
Оценка влияния местных изменений технолог. параметров	Не менее 1 раза в месяц
Определение pH	Не менее 1 раза в месяц
Определение скорости коррозии гравиметрическим методом	Не менее 1 раза в месяц
Анализ фазового состава транспортируемых жидкостей	Не менее 1 раза в месяц
Определение содержания кислорода, мг/л	Не менее 1 раза в месяц
Определение содержания мех. примесей	Не менее 1 раза в месяц
Определение 6-ти компонентного ионного состава пластовой воды $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ , $\text{Ca}^{2+}$ , $\text{Mg}^{2+}$ , $\text{Cl}^-$ , $\text{CO}_3^{2-}$ , $\text{SO}_4^{2-}$ , $\text{HCO}_3^-$	Не менее 1 раза в 3 месяца

Вид работ	Периодичность
Определение биозараженности	Не менее 1 раза в 6 месяцев
Определение содержания агрессивных газов (сероводород, углекислый газ)	Не менее 1 раза в 6 месяцев
Контроль качества ингибитора коррозии	Периодичность устанавливается ДО
Оценка защитного эффекта, %	Ежемесячно, на время каждой экспозиции
Определение средней коррозии, мм/год	Ежемесячно, на время каждой экспозиции
Определение максимальной скорости коррозии, мм/год	Ежемесячно, на время каждой экспозиции
Оценка индекса подачи	Ежемесячно, на время каждой экспозиции
Оценка скорости коррозии методом LPR	Периодичность устанавливается ДО
Оценка скорости коррозии методов ER	Не менее 1 раза в месяц

### *Технологический регламент мониторинга коррозии*

Регламент мониторинга коррозии является обязательным документов включающим в себя порядок и периодичность проведения тех или иных работа, а так же должен включать в себя такого рода пункты как:

- описание конфигурация магистральной трубопроводной системы;
- технологическая схема и технологические параметры трубопроводной системы;
- такие расчеты как гидравлические и коррозионные;
- запись инцидентов, информация обследований и привязка к технологической схеме;
- определение места закачки, выбор технологии ингибиторной защиты;
- обозначение главной цели и важных параметров системы мониторинга;
- выявление рискованных участков и мест для мониторинга;

- определение методов измерения;
- паспортизация;
- выбор часты замеров и контроль своевременного проведения замеров;
- выбор главных показателей для возможности управления самим процессом коррозии;
- технологические карты

#### *Оценка затрат системы мониторинга*

Использование большего количества УКК и более сложных и дорогих методов контроля коррозии конечно же увеличивает точность получаемой информации о коррозии трубопровода, однако это влечет за собой и увеличение затрат на эксплуатацию системы мониторинга. Экономическая составляющая является неотъемлемой частью нефтепромысловых работ, поэтому использование разнообразных дорогих методов контроля скорости коррозии может быть целесообразно лишь в случае высокой значимости трубопроводной системы.

Для оценки затрат возможно нормирование затрат на мониторинг в виде процента от затрат на ингибирование. Однако и этот метод не совсем корректен так как количество УКК, их оснащенность и операционные затраты по большей части зависят от размера трубопровода, а объем ингибирвоания от производительности. В связи с этим нет прямой связи между тратами на ингибирование и тратами на систему мониторинга скорости коррозии.

### **3. АНАЛИЗ КОРРОЗИИ ТРУБОПРОВОДОВ В КОМПАНИИ ООО«ГАЗПРОМ НЕФТЬ-ВОСТОК»**

В качестве практического задания мною был проанализирована эффективность применения ингибиторной защиты на Юго-Западной части Крапивинского месторождения. Для этой задачи мною были собраны первичные данные, такие как: ежемесячные сводки по коррозии, в которых фиксируется количество поданного ингибитора коррозии в защищаемое направление. Также были проанализированы данные с замеров скорости

коррозии трубопровода. В ООО «Газпромнефть-Восток» эти данные получают путем применения образцов-свидетелей коррозии. [8]

Для контроля скорости коррозии используются 7 узлов контроля коррозии (Рисунок 3.1.), в которые ежемесячно помещаются специальные образцы-свидетели коррозии (ОСК). Перечень данных узлов представлен в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Реестр узлов контроля коррозии

<b>Месторождение</b>	<b>Назначение т/п</b>	<b>Наименование трубопровода</b>	<b>D x h, мм</b>	<b>№ УКК</b>
Крапивинское	НС	Куст №15 - т. врезки 15	159x8	15
	НС	Куст №9 - т. врезки 14	159x8	9
	НС	Куст №2 АГЗУ 1-ЗКЛ №1 (стоит до точки подачи ингибитора)	114x10	20
	НС	куст № 7 - т. врезки 9	114x10	7
	НС	куст № 2 - т. врезки 26	159x8	2
	ВВД	куст № 2	114x11	12
	ВВД	куст № 15	168x14	14

Данные узлы размещены на защищаемых направлениях трубопроводов. Каждый узел смонтирован с целью замера скорости коррозии в конкретной точке. В компании принято, что замеренная скорость коррозии принимается для всего защищаемого направления. То есть, если на нефтесборном трубопроводе «Куст 2 – точка врезки куста 2» протяженностью 1569 метров находится один узел контроля коррозии, то замеренная на данном узле скорость считается принятой для всего участка протяженностью 1569 метров.

Данное допущение необходимо, так как замер скорости коррозии – достаточно трудозатратный процесс и при монтаже узлов скорости коррозии, допустим, через каждые 500 метров трубопровода, на месторождении просто не хватило бы персонала для обслуживания данных узлов.

Далее я рассматривал ежемесячные замеры скорости коррозии в периоды, когда подавался ингибитор коррозии, и когда подача прекращалась по различным причинам.

Схема нефтесборных трубопроводов и водоводов  
Юго-Западной части Крапивинского месторождения  
ООО "Газпромнефть-Восток"

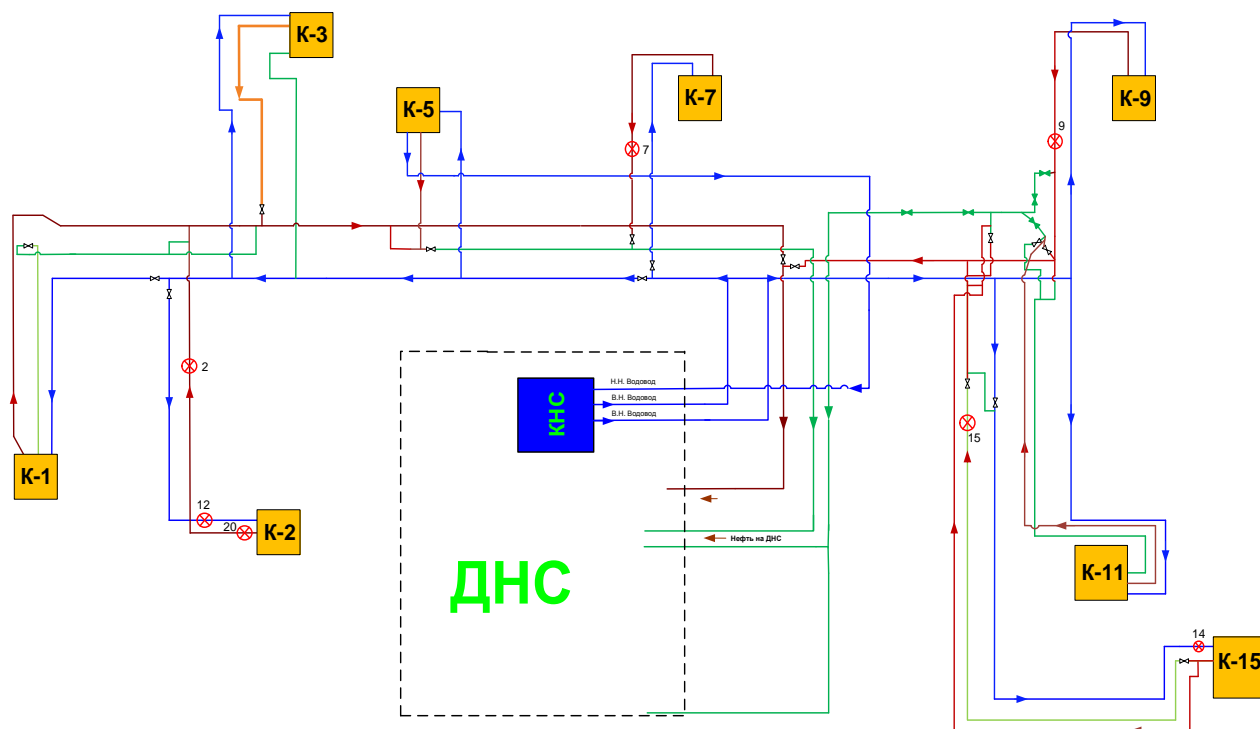


Рисунок 3.1 – Схема нефтесборных трубопроводов и водоводов Юго-Западной части Крапивинского месторождения ООО «Газпромнефть-Восток»

### 3.1 Процесс коррозии на УКК № 15

Месторождение	Направление	тип т/п	Dxh, мм	L, м
Крапивинское	Куст №15 - т. врезки 15	нс	159x8	3917

Таблица 3.2 – Физико-химический анализ водной фазы

Дата	$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	рН	O <sub>2</sub> , мг/л	CO <sub>2</sub> , мг/л	КВЧ, г/л	Fe общ, мг/л	Ионный состав воды, мг/л, мг-экв/л					Минерализация, мг/л
							HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Cl <sup>-</sup>	Ca <sup>+2</sup>	Mg <sup>+2</sup>	K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>	
26.01.2018	1,018	6,58	-	-	-	3,54	834,75 \13,68	17166,84 484,22	334,76 16,7	142,76 11,74	10797,81 469,5	29280,7

### Визуальный осмотр:

На поверхности ОСК зафиксированы следы равномерного развития сплошной коррозии.



Рисунок 3.2 – ОСК на УКК №15

Таблица 3.3 – Сводная таблица наблюдения коррозии на УКК №15

Дата установки ОСК	Дата снятия ОСК	Время экспозиции ОСК, сут	Вес до испытания, г	Вес после испытания, г	Потеря в весе, г	Скорость общей коррозии, мм/год			Средний расход жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Марка ингибитор	Средняя/факт. дозировка, г/м <sup>3</sup>	Дата отбора и остаточное содержание ИК, г/м <sup>3</sup>
						Образца	Средняя	Максимальная				
21.03.2018	21.04.2018	31	3,8433	3,829	0,0143	0,00558394	0,051	0,0761	6250	Кормастер 1025	22/15	
			3,7431	3,7236	0,0195	0,0761446						
			3,6651	3,6489	0,0162	0,06325859						
			3,858	3,8442	0,0138	0,05388695						
			3,6306	3,6161	0,0145	0,05662034						
			3,5957	3,5827	0,013	0,05076307						
			3,4944	3,4831	0,0113	0,04412482						
			3,5232	3,5145	0,0087	0,03397221						
			3,816	3,8065	0,0095	0,03709609						
			3,9049	3,8945	0,0104	0,04061045						



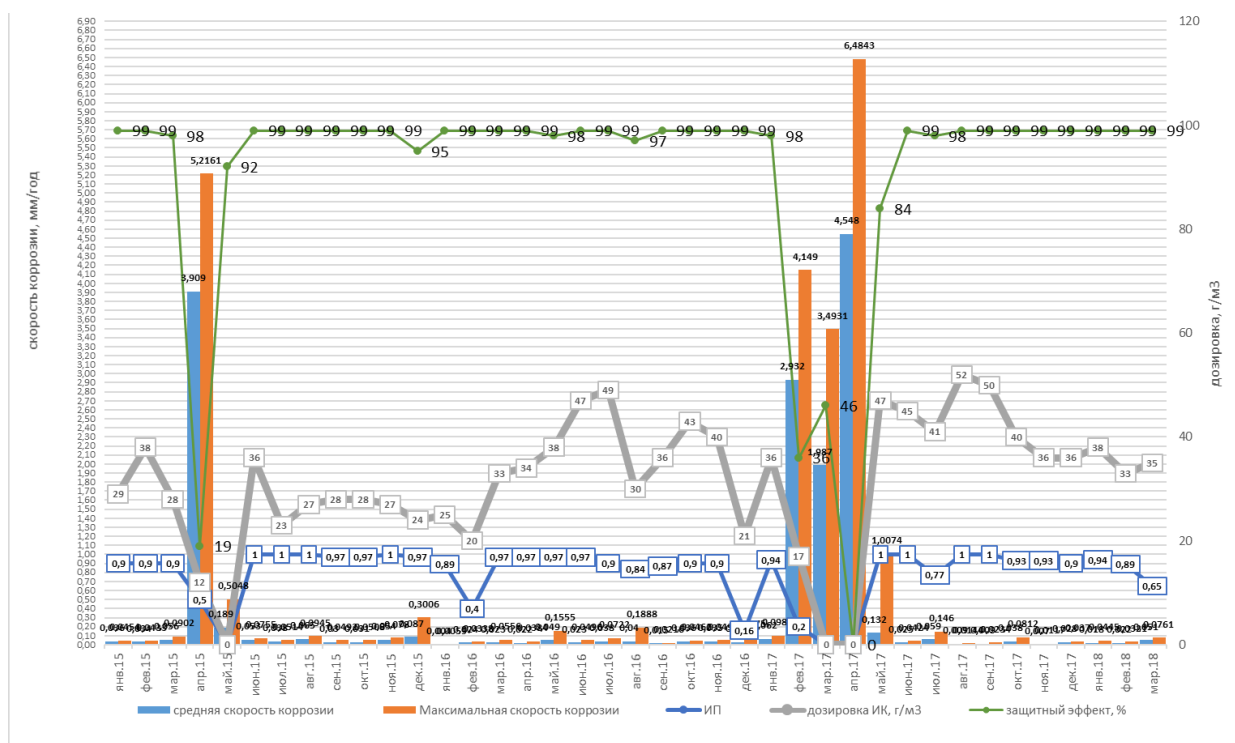


Рисунок 3.3. – График изменения средней и максимальной скоростей коррозии по месяцам в зависимости от удельной дозировки ингибитора коррозии на УКК

№15 Крапивинского месторождения

Таблица 3.4 – Расшифровка данных, полученных графика изменения скоростей коррозии

Месяц	Ср. скор. коррозии, мм/год	Макс. скор. коррозии, мм/год	Дозировка, г/м³	ОСИ, г/м³	ИП	Защитный эффект, %
янв.15	0,036	0,0454	29	0,21	0,9	99
фев.15	0,034	0,0433	38	0,59	0,9	99
мар.15	0,056	0,0902	28	0,19	0,9	98
апр.15	3,909	5,2161	12	0,25	0,5	19
май.15	0,189	0,5048	0	0	0	92
июн.15	0,053	0,0755	36	0,13	1	99
июл.15	0,038	0,0514	23	0,57	1	99
авг.15	0,065	0,0945	27	1,58	1	99
сен.15	0,03	0,0492	28	0,18	0,97	99
окт.15	0,031	0,0508	28	1,46	0,97	99
ноя.15	0,054	0,078	27	2,23	1	99
дек.15	0,087	0,3006	24	0,21	0,97	95
янв.16	0,004	0,0059	25	3,77	0,89	99

Месяц	Ср. скор. коррозии, мм/год	Макс. скор. коррозии, мм/год	Дозировка, г/м <sup>3</sup>	ОСИ, г/м <sup>3</sup>	ИП	Защитный эффект, %
фев.16	0,024	0,0338	20	1,14	0,4	99
мар.16	0,023	0,0556	33	1,72	0,97	99
апр.16	0,022	0,0384	34	0,6	0,97	99
май.16	0,049	0,1555	38	0,6	0,97	98
июн.16	0,023	0,0496	47	3,47	0,97	99
июл.16	0,038	0,0722	49	4,35	0,9	99
авг.16	0,04	0,1888	30	14,27	0,84	97
сен.16	0,015	0,0216	36	20,3	0,87	99
окт.16	0,036	0,0462	43	11,61	0,9	99
ноя.16	0,035	0,0492	40	9,06	0,9	99
дек.16	0,029	0,0875	21	1,65	0,16	99
январ.17	0,062	0,0981	36	0,69	0,94	98
фев.17	2,932	4,149	17	12,07	0,2	36
мар.17	1,987	3,4931	0	1,27	0	46
апр.17	4,548	6,4843	0	1,51	0	0
май.17	0,132	1,0074	47	0,68	1	84
июн.17	0,025	0,0424	45	18,54	1	99
июл.17	0,059	0,146	41	7,19	0,77	98
авг.17	0,009	0,0144	52	11,47	1	99
сен.17	0,009	0,0234	50	21,87	1	99
окт.17	0,038	0,0812	40	15,17	0,93	99
ноя.17	0,007	0,0117	36	1,22	0,93	99
дек.17	0,028	0,037	36	0,82	0,9	99
январ.18	0,018	0,0445	38	8,56	0,94	99
фев.18	0,022	0,0321	33	2,84	0,89	99
мар.18	0,051	0,0761	35	0,8	0,65	99

Вывод трубопровода в бездействие ввиду запуска другого трубопровода с внутренним покрытием

### Выводы и рекомендации

Максимальная скорость коррозии не превышает допустимые значения (0,1 мм/год).

### 3.2 Процесс коррозии на УКК № 9

Месторождение	Направление	тип т/п	Dxh, мм	L, м
Крапивинское	Куст №9 - т. врезки 14	нс	159x8	1056

Таблица 9- Физико-химический анализ водной фазы

Дата	$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	рН	O <sub>2</sub> , мг/л	CO <sub>2</sub> , мг/л	КВЧ, г/л	Fe <sub>общ</sub> , мг/л	Ионный состав воды, мг/л, мг-экв/л					Минерализация, мг/л
							HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Cl <sup>-</sup>	Ca <sup>+2</sup>	Mg <sup>+2</sup>	K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>	
26.01.2018	1,017	6,83	-	-	-	2,71	663,59	16195,36	337,43	129,87	10124,37	27453,7
							10,88	456,82	16,84	10,68	440,2	



Рисунок 3.4 – ОСК на УКК №9

#### Визуальный осмотр:

На поверхности ОСК зафиксированы следы равномерного развития сплошной коррозии и язвенной коррозии.

Таблица 3.5 – Сводная таблица наблюдения коррозии на УКК №15

Дата установки ОСК	Дата снятия ОСК	Время экспозиции ОСК сут	Вес до испытания, г	Вес после испытания, г	Потеря в весе, г	Скорость общей коррозии, мм/год			Средний расход жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Марка ингибитора	Средняя/факт. дозировка, г/м <sup>3</sup>	Дата отбора и остаточное содержание ИК, г/м <sup>3</sup>
						Образца	Средняя	Максимальная				
19.06.2018	19.07.2018	30	3,8889	3,883	0,0059	0,00238066	0,299	1,3513	6250	Кормастер 1025	22/15	
			3,8553	3,8367	0,0186	0,07505124						
			3,8884	3,8764	0,012	0,04842015						
			3,8358	3,8018	0,034	0,13719044						
			3,847	3,8323	0,0147	0,05931469						
			3,8791	3,8337	0,0454	0,18318959						
			3,9241	3,8471	0,077	0,31069599						
			3,8885	3,7891	0,0994	0,40108028						
			3,8652	3,7656	0,0996	0,40188728						
			3,9064	3,5715	0,3349	1,35132582						

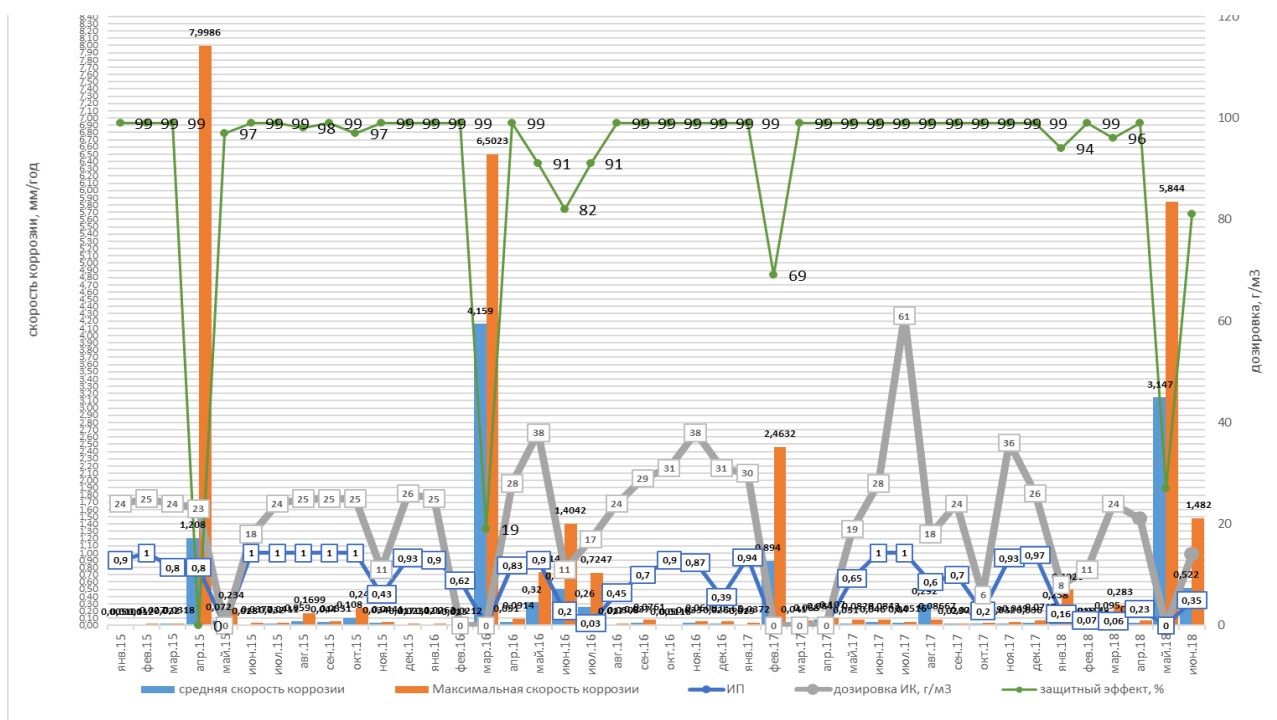


Рисунок 3.5 – График изменения средней и максимальной скоростей коррозии по месяцам в зависимости от удельной дозировки ингибитора коррозии на УКК №9 Крапивинского месторождения

Таблица 3.6 – Расшифровка данных, полученных графика изменения скоростей коррозии

Месяц	Ср. скор. коррозии, мм/год	Макс. скор. коррозии, мм/год	Дозировка, г/м³	ОСИ, г/м³	ИП	защитный эффект, %
янв.15	0,005	0,0101	24	5,86	0,9	99
фев.15	0,012	0,027	25	0,34	1	99
мар.15	0,022	0,0318	24	0,34	0,8	99
апр.15	1,208	7,9986	23	0,24	0,8	0
май.15	0,072	0,234	0	0	0	97
июн.15	0,018	0,0377	18	0,24	1	99
июл.15	0,032	0,0411	24	0,34	1	99
авг.15	0,059	0,1699	25	0,18	1	98
сен.15	0,044	0,0551	25	0,16	1	99
окт.15	0,108	0,249	25	1,52	1	97
ноя.15	0,034	0,0441	11	0,12	0,43	99

Месяц	Ср. скор. коррозии, мм/год	Макс. скор. коррозии, мм/год	Дозировка, г/м <sup>3</sup>	ОСИ, г/м <sup>3</sup>	ИП	защитный эффект, %
дек.15	0,017	0,0234	26	1,61	0,93	99
янв.16	0,021	0,0262	25	0,3	0,9	99
фев.16	0,013	0,0212	0	6,1	0,62	99
мар.16	4,159	6,5023	0	0	0	19
апр.16	0,051	0,0914	28	9,38	0,83	99
май.16	0,32	0,7414	38	0	0,9	91
июн.16	0,504	1,4042	11	0,91	0,2	82
июл.16	0,26	0,7247	17	4,34	0,03	91
авг.16	0,017	0,0308	24	1,86	0,45	99
сен.16	0,037	0,0761	29	1,54	0,7	99
окт.16	0,005	0,0116	31	9,11	0,9	99
ноя.16	0,033	0,0609	38	6,83	0,87	99
дек.16	0,026	0,0565	31	1,28	0,39	99
янв.17	0,019	0,0372	30	12,17	0,94	99
фев.17	0,894	2,4632	0	1,13	0	69
мар.17	0,041	0,068	0	0	0	99
апр.17	0,084	0,107	0	1,39	0	99
май.17	0,031	0,0828	19	1,2	0,65	99
июн.17	0,046	0,0843	28	2,95	1	99
июл.17	0,04	0,0516	61	2,77	1	99
авг.17	0,292	0,08667	18	2,47	0,6	99
сен.17	0,023	0,028	24	14,44	0,7	99
окт.17	0,027	0,039	6	28,46	0,2	99
ноя.17	0,032	0,049	36	0,65	0,93	99
дек.17	0,036	0,0717	26	0,5	0,97	99
янв.18	0,238	0,4926	8	7,81	0,16	94
фев.18	0,016	0,0188	11	15,88	0,07	99
мар.18	0,095	0,283	24	9,79	0,06	96
апр.18	0,042	0,07	21	5,07	0,23	99
май.18	3,147	5,844	0	9,5	0	27
июн.18	0,522	1,482	14	14,8	0,35	81

## Выводы и рекомендации

Максимальная скорость коррозии серьезно превышает допустимые значения в течении всего первого полугодия 2018 года по причине перехода с одного ингибитора на другой в рамках ОПИ и замера фоновой скорости коррозии (май 2018).

### 3.3 Процесс коррозии на УКК № 7

Месторождение	направление	тип т/п	Dxh, мм	L, м
Крапивинское	к.7- т.вр.9	нс	114x10	713

Таблица 3.7- Физико-химический анализ водной фазы

Дата	$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	pH	O <sub>2</sub> ,	CO <sub>2</sub> ,	КВЧ, г/л	Fe общ, мг/л	Ионный состав воды, мг/л, мг-экв/л					Минерализация, мг/л
			мг/л	мг/л			HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Cl <sup>-</sup>	Ca <sup>+2</sup>	Mg <sup>+2</sup>	K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>	
26.01.2018	1,016	6,6	-	-	-	6,17	622,71	15247,77	393,61	138,14	9414,36	25823,3
							10,21	430,1	19,64	11,36	409,3	

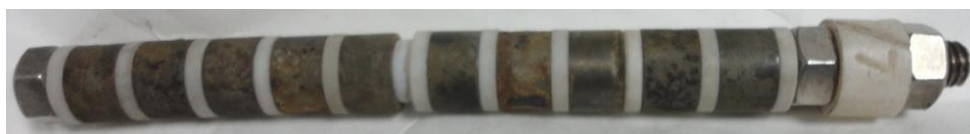


Рисунок 23 – ОСК на УКК №7

### Визуальный осмотр:

На поверхности ОСК зафиксированы следы развития сплошной коррозии.

Таблица 3.8 – Сводная таблица наблюдения коррозии на УКК №7

Дата установки ОСК	Дата снятия ОСК	Время экспозиции ОСК, сут	Вес до испытания, г	Вес после испытания, г	Потеря в весе, г	Скорость общей коррозии, мм/год			Средний расход жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Марка ингибитор	Средняя/факт. дозировка, г/м <sup>3</sup>	Дата отбора и остаточное содержание ИК, г/м <sup>3</sup>
						Образца	Средняя	Максимальная				
19.06.2018	19.07.2018	30	3,8332	3,8287	0,0045	0,0018158	0,012	0,0178	6250	Кормастер 1025	22/15	
			3,8422	3,8378	0,0044	0,0177541						
			3,9101	3,906	0,0041	0,0165436						
			3,8266	3,8232	0,0034	0,013719						
			3,813	3,8104	0,0026	0,010491						
			3,8261	3,8238	0,0023	0,0092805						
			3,7976	3,7948	0,0028	0,011298						
			3,8134	3,8117	0,0017	0,0068595						
			3,8555	3,8537	0,0018	0,007263						
			3,8513	3,8496	0,0017	0,0068595						

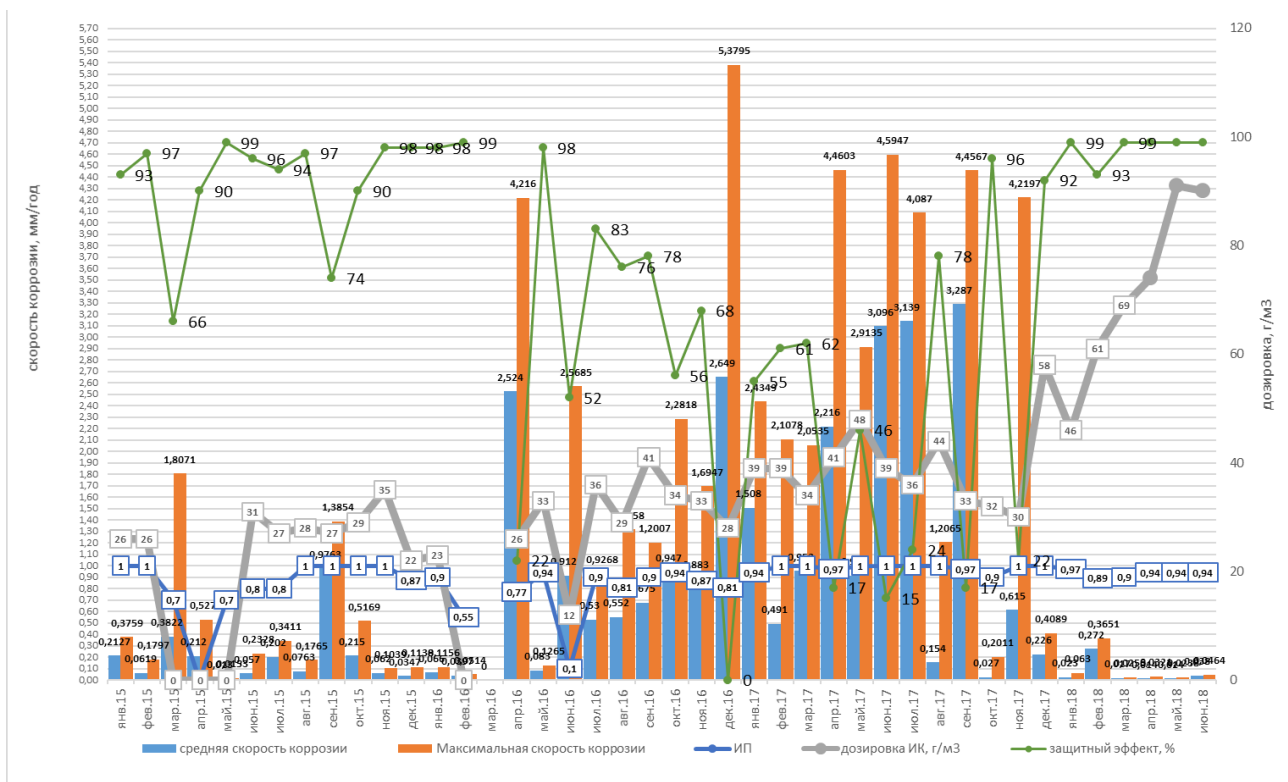


Рисунок 3.6 – График изменения средней и максимальной скоростей коррозии по месяцам в зависимости от удельной дозировки ингибитора коррозии на УКК №7 Крапивинского месторождения

Таблица 3.9 – Расшифровка данных, полученных графика изменения скоростей коррозии

месяц	ср. скор. коррозии, мм/год	макс. скор. коррозии, мм/год	Дозировка, г/м³	ОСИ, г/м³	ИП	защитный эффект, %
январь.15	0,2127	0,3759	26	5,68	1	93
февраль.15	0,0619	0,1797	26	0,31	1	97
март.15	0,3822	1,8071	0	0,18	0,7	66
апрель.15	0,212	0,5271	0	0	0	90
май.15	0,013	0,0153	0	0,25	0,7	99
июнь.15	0,057	0,2328	31	0,39	0,8	96

месяц	ср. скор. коррозии, мм/год	макс. скор. коррозии, мм/год	Дозировка, г/м <sup>3</sup>	ОСИ, г/м <sup>3</sup>	ИП	защитный эффект, %
июл.15	0,202	0,3411	27	0,24	0,8	94
авг.15	0,0763	0,1765	28	0,79	1	97
сен.15	0,9763	1,3854	27	0,17	1	74
окт.15	0,215	0,5169	29	1,1	1	90
ноя.15	0,062	0,1039	35	0,12	1	98
дек.15	0,0347	0,1138	22	0,06	0,87	98
янв.16	0,066	0,1156	23	0,13	0,9	98
фев.16	0,0397	0,0514	0	13,88	0,55	99
мар.16	Замер фона					
апр.16	2,524	4,216	26	7,29	0,77	22
май.16	0,083	0,1265	33	0,35	0,94	98
июн.16	0,912	2,5685	12	0,56	0,1	52
июл.16	0,53	0,9268	36	1,24	0,9	83
авг.16	0,552	1,3158	29	5,74	0,81	76
сен.16	0,675	1,2007	41	12,11	0,9	78
окт.16	0,947	2,2818	34	2,74	0,94	56
ноя.16	0,883	1,6947	33	6,79	0,87	68
дек.16	2,649	5,3795	28	23,11	0,81	0
янв.17	1,508	2,4349	39	1,56	0,94	55
фев.17	0,491	2,1078	39	26,3	1	61
мар.17	0,953	2,0535	34	6,62	1	62
апр.17	2,216	4,4603	41	5,52	0,97	17
май.17	0,915	2,9135	48	0,35	1	46
июн.17	3,096	4,5947	39	13,69	1	15
июл.17	3,139	4,087	36	13,57	1	24
авг.17	0,154	1,2065	44	14,22	1	78
сен.17	3,287	4,4567	33	17,19	0,97	17
окт.17	0,027	0,2011	32	8,59	0,9	96
ноя.17	0,615	4,2197	30	1,24	1	22
дек.17	0,226	0,4089	58	0,73	1	92
янв.18	0,023	0,063	46	11,22	0,97	99
фев.18	0,272	0,3651	61	5,99	0,89	93
мар.18	0,017	0,0255	69	1,07	0,9	99
апр.18	0,014	0,0321	74	5,4	0,94	99
май.18	0,014	0,0238	91	5,74	0,94	99
июн.18	0,038	0,0464	90	10,41	0,94	99



## Выводы и рекомендации

По результатам замера показателей коррозионной активности выявлено, что значения скоростей коррозии не превышают допустимые показатели (кроме незначительного превышения в феврале 2018 года, причина – смена ингибитора коррозии).

### 3.4 Процесс коррозии на УКК № 2

Месторождение	направление	тип т/п	Dxh, мм	L, м
Крапивинское	к.2 – т. вр. 26	нс	159x8	1569

Таблица 3.10 - Физико-химический анализ водной фазы

Дата	ρ,	pH	O <sub>2</sub> ,	CO <sub>2</sub> ,	КВЧ, г/л	Fe <sub>общ</sub> , мг/л	Ионный состав воды, мг/л, мг-экв/л					Минерализация, мг/л
	г/см <sup>3</sup>		мг/л	мг/л			HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Cl <sup>-</sup>	Ca <sup>+2</sup>	Mg <sup>+2</sup>	K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>	
26.01.2018	1,021	6,77	-	-	-	11,43	1045,88	19411,59	387,62	162,34	12236,69	33256,5
							17,14	547,56	19,34	13,35	532	



Рисунок 3.7 – ОСК на УКК №2

### Визуальный осмотр:

На всей поверхности ОСК зафиксированы следы неравномерного развития сплошной коррозии.

Таблица 3.11 – Сводная таблица наблюдения коррозии на УКК №2

Дата установки ОСК	Дата снятия ОСК	Время экспозиции ОСК, сут	Вес до испытаний, г	Вес после испытания, г	Потеря в весе, г	Скорость общей коррозии, мм/год			Средний расход жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Марка ингибитор	Средняя/факт. дозировка, г/м <sup>3</sup>	Дата отбора и остаточное содержание ИК, г/м <sup>3</sup>
						Образца	Средняя	Максимальная				
19.06.2018	19.07.2018	30	3,8769	3,8602	0,0167	0,0067385	0,05	0,0557	6250	Кормастер 1025	22/15	
			3,8769	3,8639	0,013	0,0524552						
			3,8806	3,8668	0,0138	0,0556832						
			3,9183	3,9055	0,0128	0,0516482						
			3,8738	3,8631	0,0107	0,0431746						
			3,8574	3,8455	0,0119	0,0480167						
			3,872	3,8601	0,0119	0,0480167						
			3,8624	3,8533	0,0091	0,0367186						
			3,8649	3,8513	0,0136	0,0548762						
			3,8642	3,8538	0,0104	0,0419641						

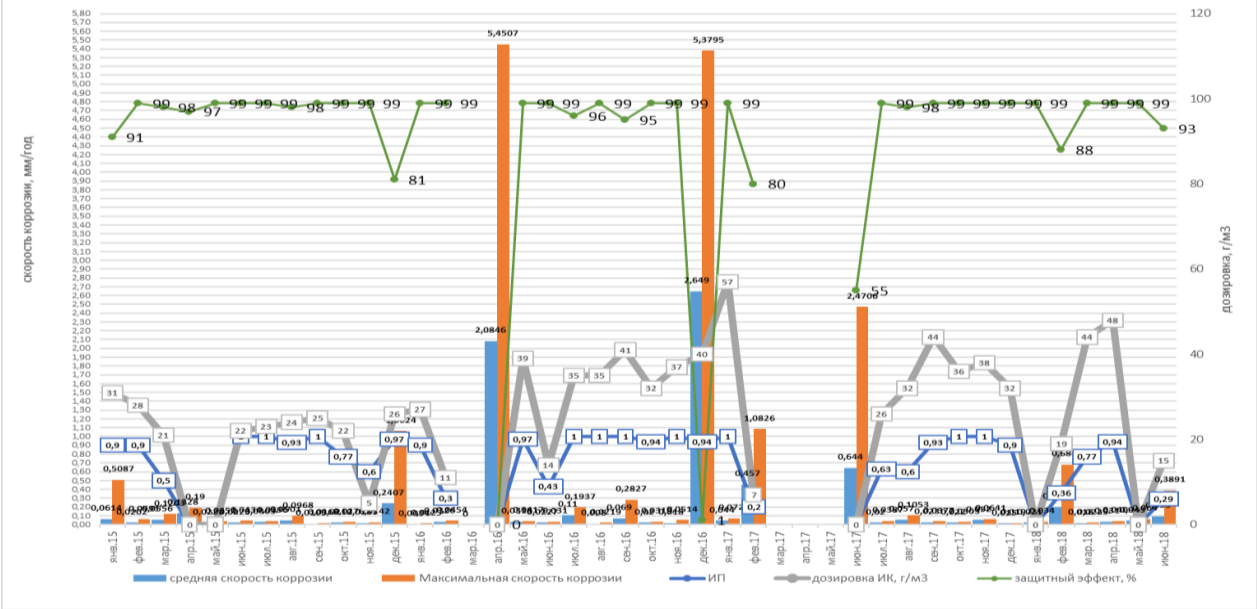


Рисунок 3.8 – График изменения средней и максимальной скоростей коррозии по месяцам в зависимости от удельной дозировки ингибитора коррозии на УКК №2 Крапивинского месторождения

Таблица 3.12 – Расшифровка данных, полученных графика изменения скоростей коррозии

месяц	ср. скор. коррозии, мм/год	макс. скор. коррозии, мм/год	Дозировка, г/м <sup>3</sup>	ОСИ, г/м <sup>3</sup>	ИП	защитный эффект, %
январь.15	0,0614	0,5087	31	2,06	0,9	91
февраль.15	0,0202	0,0591	28	1,54	0,9	99
март.15	0,0556	0,1203	21	0,17	0,5	98
апрель.15	0,1328	0,19	0	0	0	97
май.15	0,0223	0,0351	0	0	0	99
июнь.15	0,0223	0,0434	22	0,19	1	99
июль.15	0,0303	0,0396	23	0,35	1	99
август.15	0,0501	0,0968	24	0,31	0,93	98
сентябрь.15	0,0105	0,0168	25	0,21	1	99
октябрь.15	0,0212	0,0278	22	0,73	0,77	99
ноябрь.15	0,0183	0,0242	5	0,23	0,6	99
декабрь.15	0,2407	1,0624	26	0,09	0,97	81
январь.16	0,0034	0,0125	27	0,18	0,9	99
февраль.16	0,0326	0,0454	11	0,69	0,3	99
март.16	Отмыв					
апрель.16	2,0846	5,4507	0	5,89	0	0
май.16	0,0318	0,0417	39	0,6	0,97	99
июнь.16	0,0227	0,031	14	3,47	0,43	99
июль.16	0,11	0,1937	35	0,8	1	96
август.16	0,008	0,0219	35	4,21	1	99
сентябрь.16	0,069	0,2827	41	28,99	1	95
октябрь.16	0,02	0,0319	32	17,11	0,94	99
ноябрь.16	0,018	0,0514	37	13,39	1	99
декабрь.16	2,649	5,3795	40	8,2	0,94	1
январь.17	0,044	0,0722	57	48,19	1	99
февраль.17	0,457	1,0826	7	2,17	0,2	80
март.17	Труба в бездействии					
апрель.17						
май.17						
июнь.17	0,644	2,4706	0	0,2	0	55
июль.17	0,02	0,0387	26	1,06	0,63	99
август.17	0,057	0,1053	32	2,12	0,6	98
сентябрь.17	0,023	0,0377	44	29,62	0,93	99
октябрь.17	0,022	0,0303	36	8,54	1	99
ноябрь.17	0,052	0,0641	38	2,79	1	99
декабрь.17	0,015	0,0197	32	0,9	0,9	99
январь.18	0,021	0,034	0	43,96	0	99
февраль.18	0,199	0,6803	19	1,24	0,36	88
март.18	0,018	0,0225	44	2,34	0,77	99
апрель.18	0,031	0,0409	48	1,96	0,94	99
май.18	0,043	0,064	0	4,43	0	99
июнь.18	0,093	0,3891	15	34,05	0,29	93

## Выводы и рекомендации

По результатам замера фоновых показателей коррозионной активности выявлено, что значения скоростей коррозии превышают допустимые показатели в феврале и июне 2018 года. Причина – проведение ОПИ ингибиторов коррозии.

### 3.5 Процесс коррозии на УКК № 20 (стоит до точки подачи ингибитора)

Месторождение	Направление	тип т/п	Dхh, мм	L, м
Крапивинское	Куст 2 АГЗУ 1—ЗКЛ №1	ВЛ	114х10	1,5



Рисунок 3.9 – ОСК на УКК №20

### Визуальный осмотр

На всей поверхности ОСК зафиксированы следы развития сплошной коррозии со стороны движения потока жидкости. Также зафиксированы следы развития местной коррозии.

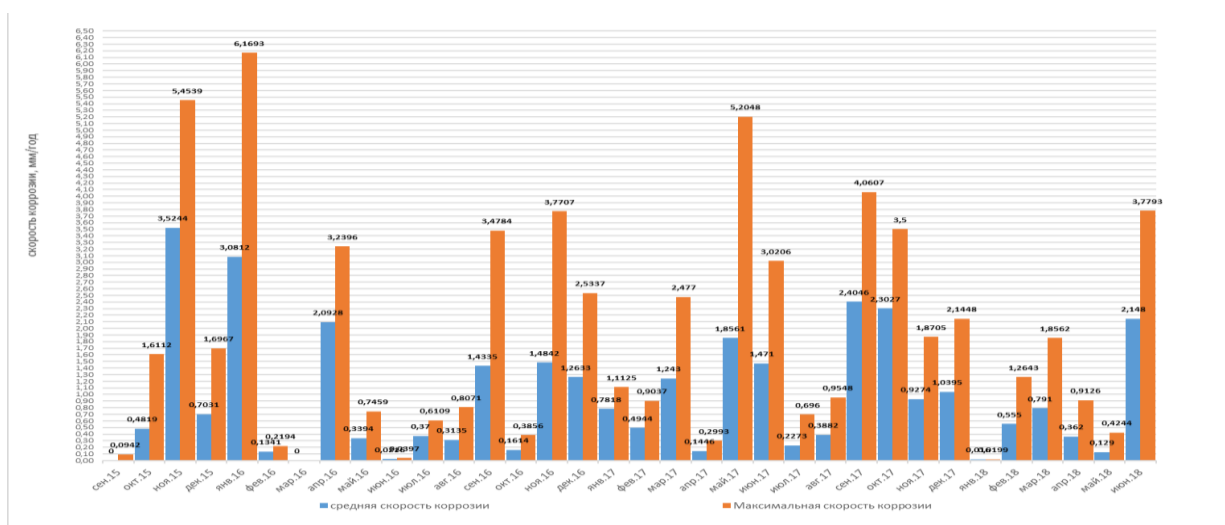


Рисунок 3.10 – График изменения средней и максимальной скоростей коррозии по месяцам в зависимости от удельной дозировки ингибитора

коррозии на УКК №20 Крапивинского месторождения

Таблица 3.13 – Расшифровка данных, полученных графика изменения скоростей коррозии

Месяц	ср. скор. коррозии, мм/год	макс. скор. коррозии, мм/год	дозировка, г/м <sup>3</sup>	ОСИ, г/м <sup>3</sup>	ИП	защитный эффект, %
Сентябрь 2015	0,0703	0,0942	0	-	0	0
Октябрь 2015	0,4819	1,6112	0	-	0	0
Ноябрь 2015	3,5244	5,4539	0	-	0	0
Декабрь 2015	0,7031	1,6967	0	-	0	0
Январь 2016	3,0812	6,1693	0	-	0	0
Февраль 2016	0,1341	0,2194	0	-	0	0
Март 2016	Отмыв					
Апрель 2016	2,0928	3,2396	0	-	0	0
Май 2016	0,3394	0,7459	0	-	0	0
Июнь 2016	0,0216	0,0397	0	-	0	0
Июль 2016	0,3700	0,6109	0	-	0	0
Август 2016	0,3135	0,8071	0	-	0	0
Сентябрь 2016	1,4335	3,4784	0	-	0	0
Октябрь 2017	0,1614	0,3856	0	-	0	0
Ноябрь 2016	1,4842	3,7707	0	-	0	0
Декабрь 2016	1,2633	2,5337	0	-	0	0
Январь 2017	0,7818	1,1125	0	-	0	0
Февраль 2017	0,4944	0,9037	0	-	0	0
Март 2017	1,2430	2,4770	0	-	0	0
Апрель 2017	0,1446	0,2993	0	-	0	0
Май 2017	1,8561	5,2048	0	-	0	0
Июнь 2017	1,4710	3,0206	0	-	0	0
Июль 2017	0,2273	0,6960	0	-	0	0
Август 2017	0,3882	0,9548	0	-	0	0
Сентябрь 2017	2,4046	4,0607	0	-	0	0
Октябрь 2017	2,3027	3,5000	0	-	0	0
Ноябрь 2017	0,9274	1,8705	0	-	0	0
Декабрь 2017	1,0395	2,1448	0	-	0	0
Январь 2018	0,016	0,0199	0	-	0	0
Февраль 2018	0,555	1,2643	0	-	0	0
Март 2018	0,791	1,8562	0	-	0	0
Апрель 2018	0,362	0,9126	0	-	0	0
Май 2018	0,129	0,4244	0	-	0	0

Июнь 2018	2,148	3,7793	0	-	0	0
-----------	-------	--------	---	---	---	---

### 3.6 Процесс коррозии на УКК №12

Месторождение	Направление	тип т/п	Dxh, мм	L, м
Крапивинское	Куст 2	ВВД	114x11	1570

Таблица 3.14 - Физико-химический анализ водной фазы

Дата	ρ, г/см³	pH	O₂,	CO₂,	КВЧ, г/л	Fe <sub>общ</sub> , мг/л	Ионный состав воды, мг/л, мг-экв/л					Минерализация, мг/л
	мг/л		мг/л	HCO₃ <sup>-</sup>			Cl <sup>-</sup>	Ca <sup>+2</sup>	Mg <sup>+2</sup>	K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>		
26.01.2018	1,021	6,77	-	-	-	11,43	1045,88	19411,59	387,62	162,34	12236,69	33256,5
							17,14	547,56	19,34	13,35	532	



Рисунок 3.11– ОСК на УКК №12

#### Визуальный осмотр:

На всей поверхности ОСК зафиксированы следы неравномерного развития сплошной коррозии, а также заметны потемнения некоторых образцов.

Таблица 3.15 – Сводная таблица наблюдения коррозии на УКК №12

Дата установки ОСК	Дата снятия ОСК	Время экспозиции ОСК, сут	Вес до испытания, г	Вес после испытания, г	Потеря в весе, г	Скорость общей коррозии, мм/год			Средний расход жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Марка ингибитора	Средняя/факт. дозировка, г/м <sup>3</sup>	Дата отбора и остаточное содержание ИК, г/м <sup>3</sup>
						Образца	Средняя	Максимальная				
19.06.2018	19.07.2018	30	3,8213	3,8127	0,0086	0,0034701	0,05	0,0912	6250	Кормастер 1025	22/15	
			3,8873	3,878	0,0093	0,0375256						
			3,9119	3,8957	0,0162	0,0653672						
			3,8446	3,8359	0,0087	0,0351046						
			3,8175	3,8086	0,0089	0,0359116						
			3,8152	3,8038	0,0114	0,0459991						
			3,9076	3,885	0,0226	0,0911913						
			3,9064	3,8946	0,0118	0,0476132						
			3,8584	3,8446	0,0138	0,0556832						
			3,7677	3,7543	0,0134	0,0540692						

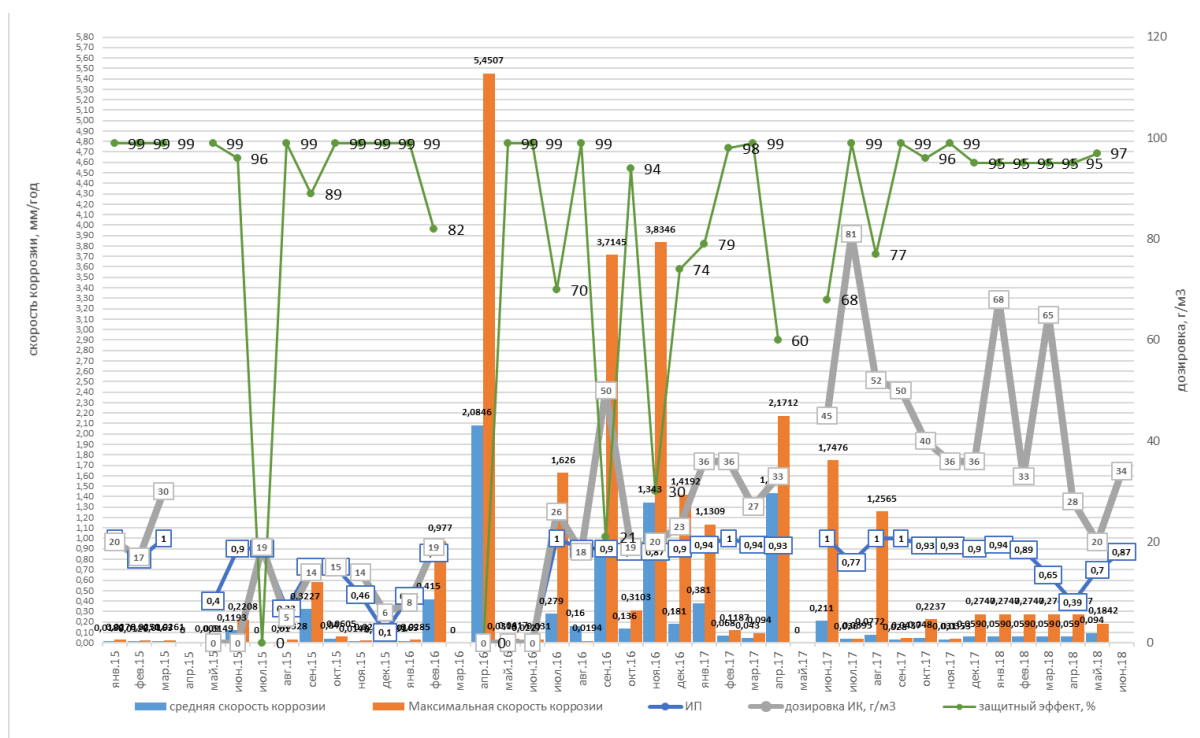


Рисунок 3.12 – График изменения средней и максимальной скоростей коррозии по месяцам в зависимости от удельной дозировки ингибитора коррозии на УКК №12 Крапивинского месторождения

Таблица 3.16 – Расшифровка данных, полученных графика изменения скоростей коррозии

месяц	ср. скор. коррозии, мм/год	макс. скор. коррозии, мм/год	Дозировка, г/м <sup>3</sup>	ОСИ, г/м <sup>3</sup>	ИП	защитный эффект, %
январ.15	0,0189	0,0276	20	2,06	1	99
февр.15	0,0126	0,0251	17	1,54	0,8	99
мар.15	0,0163	0,0261	30	0,17	1	99
апр.15	Замер фоновой скорости					
май.15	0,009	0,0149	0	0,12	0,4	99
июн.15	0,1193	0,2208	0	0,13	0,9	96
июл.15	-	-	19	0,21	0,9	-
авг.15	0,01	0,0328	5	0	0,33	99
сен.15	0,3227	0,5786	14	0,22	0,73	89
окт.15	0,04	0,0605	15	0,18	0,73	99
ноя.15	0,0145	0,023	14	0,16	0,46	99
дек.15	0,0024	0,0081	6	0,1	0,1	99
январ.16	0,0165	0,0285	8	-	0,45	99
февр.16	0,415	0,977	19	1,11	0,86	82
мар.16	Замер фоновой скорости					

апр.16	2,0846	5,4507	0	5,89	0	0
май.16	0,0318	0,0417	0	0,6	0	99
июн.16	0,0227	0,031	0	3,47	0	99
июл.16	0,279	1,626	26	2,75	1	70
авг.16	0,16	0,0194	18	5,17	0,9	99
сен.16	0,818	3,7145	50	14,7	0,9	21
окт.16	0,136	0,3103	19	7,5	0,87	94
ноя.16	1,343	3,8346	20	13,39	0,87	30
дек.16	0,181	1,4192	23	7,15	0,9	74
январ.17	0,381	1,1309	36	4,15	0,94	79
фев.17	0,068	0,1187	36	1,54	1	98
мар.17	0,043	0,094	27	4,21	0,94	99
апр.17	1,433	2,1712	33	3,51	0,93	60
май.17	Замер фоновой скорости					
июн.17	0,211	1,7476	45	5,6	1	68
июл.17	0,036	0,0395	81	3,62	0,77	99
авг.17	0,0772	1,2565	52	2,42	1	77
сен.17	0,028	0,0437	50	23,13	1	99
окт.17	0,048	0,2237	40	30,52	0,93	96
ноя.17	0,031	0,0353	36	16,35	0,93	99
дек.17	0,059	0,2747	36	40,51	0,9	95
январ.18	0,059	0,2747	68	33,65	0,94	95
фев.18	0,059	0,2747	33	15,45	0,89	95
мар.18	0,059	0,2747	65	1,33	0,65	95
апр.18	0,059	0,2747	28	1,01	0,39	95
май.18	0,094	0,1842	20	0,61	0,7	97
июн.18			34	0,86	0,87	

## Выводы и рекомендации

В течении длительного времени: с декабря по апрель не было возможности извлечь образец-свидетель коррозии по причине не герметичности секущей задвижки скважины, на которой установлен ОСК.

### 3.7 Процесс коррозии на УКК № 14

Месторождение	Направление	тип т/п	Dxh, мм	L, м
Крапивинское	Куст 15	ВВД	168x14	3920



Таблица 3.17- Физико-химический анализ водной фазы

Дата	$\rho$ ,	pH	$O_2$ ,	$CO_2$ ,	КВЧ, г/л	Fe <sub>общ</sub> , мг/л	Ионный состав воды, мг/л, мг-экв/л					Минерализация, мг/л
	г/см <sup>3</sup>		мг/л	мг/л			$HCO_3^-$	$Cl^-$	$Ca^{+2}$	$Mg^{+2}$	$K^++Na^+$	
26.01.2018	1,017	6,88	-	-	-	5,8	688,78	16019,34	399,77	141,66	9924,96	27178,7
							11,26	451,85	19,95	11,65	431,5	



Рисунок 3.13 – ОСК на УКК №14

### Визуальный осмотр

На всей поверхности ОСК зафиксированы следы неравномерного развития сплошной коррозии.

Таблица 3.18 – Сводная таблица наблюдения коррозии на УКК №14

Дата установки ОСК	Дата снятия ОСК	Время экспозиции ОСК, сут	Вес до испытания, г	Вес после испытания, г	Потеря в весе, г	Скорость общей коррозии, мм/год			Средний расход жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Марка ингибитор	Средняя/факт. дозировка, г/м <sup>3</sup>	Дата отбора и остаточное содержание ИК, г/м <sup>3</sup>
						Образна	Средняя	Максимальная				
19.06.2018	19.07.2018	30	3,9227	3,9206	0,0021	0,000847	0,005	0,0121	6250	Кормастер 1025	22/15	
			3,8502	3,8498	0,0004	0,001614						
			3,8264	3,8262	0,0002	0,000807						
			3,8522	3,852	0,0002	0,000807						
			3,8557	3,8551	0,0006	0,002421						
			3,8629	3,8626	0,0003	0,001211						
			3,909	3,906	0,003	0,012105						
			3,8622	3,8598	0,0024	0,009684						
			3,8346	3,8334	0,0012	0,004842						
			3,8614	3,8595	0,0019	0,007667						

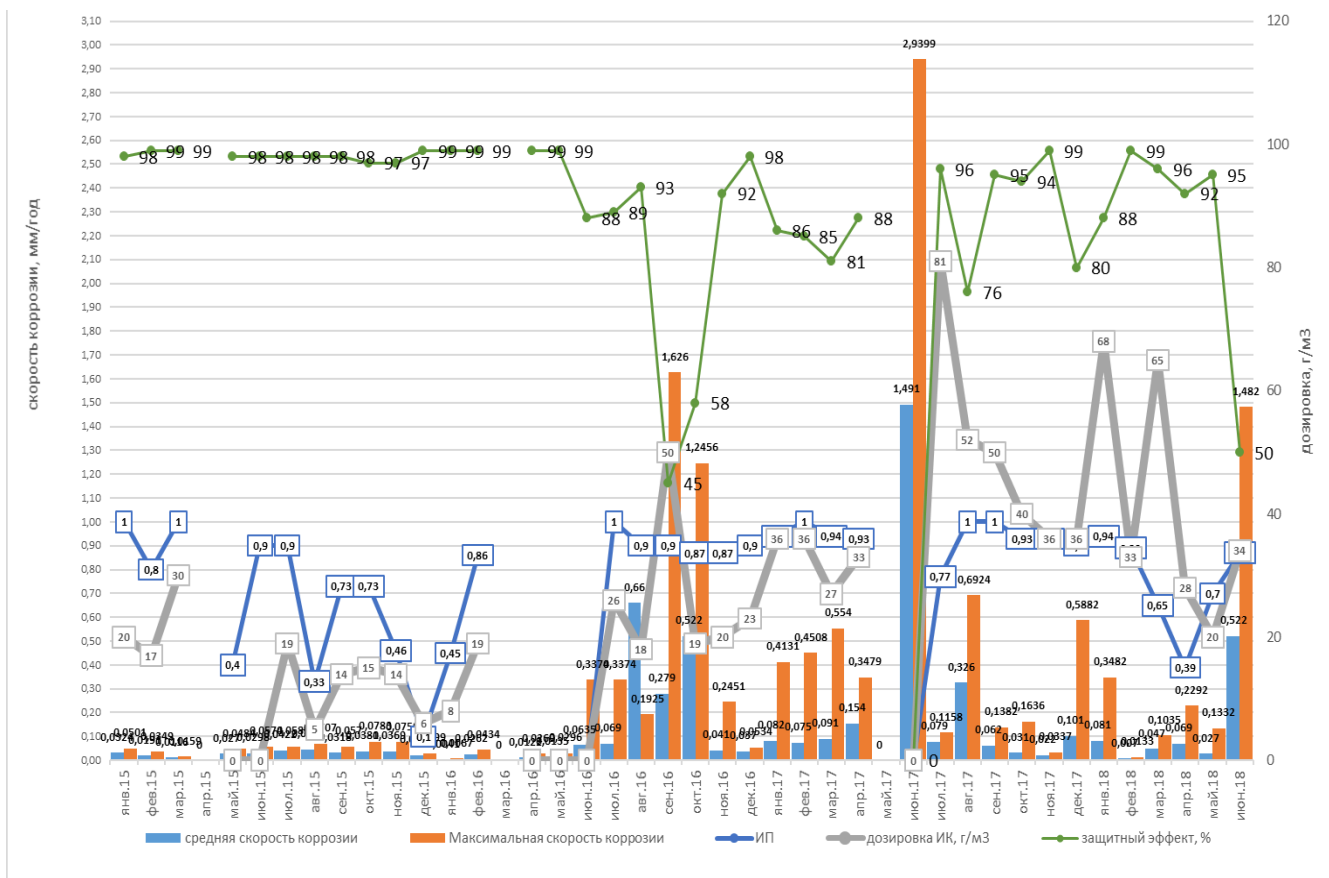


Рисунок 3.14 – График изменения средней и максимальной скоростей коррозии по месяцам в зависимости от удельной дозировки ингибитора коррозии на УКК №14 Крапивинского месторождения

Таблица 3.19 – Расшифровка данных, полученных графика изменения скоростей коррозии

месяц	ср. скор. коррозии, мм/год	макс. скор. коррозии, мм/год	Дозировка, г/м <sup>3</sup>	ОСИ, г/м <sup>3</sup>	ИП	защитный эффект, %
январ.15	0,0324	0,0501	20	2,06	1	98
февр.15	0,0191	0,0349	17	1,54	0,8	99
мар.15	0,0116	0,0159	30	0,17	1	99
апр.15	Замер фоновой скорости					
май.15	0,027	0,0484	0	0	0,4	98
июн.15	0,0298	0,0574	0	0	0,9	98
июл.15	0,0422	0,0582	19	0	0,9	98
авг.15	0,0454	0,0707	5	0	0,33	98
сен.15	0,0318	0,057	14	0,22	0,73	98
окт.15	0,0381	0,0783	15	0,12	0,73	97
ноя.15	0,0369	0,0758	14	0,13	0,46	97
дек.15	0,0207	0,0299	6	0,1	0,1	99
январ.16	0,0041	0,0067	8		0,45	99
февр.16	0,0262	0,0434	19	1,13	0,86	99
мар.16	Замер фоновой скорости					
апр.16	0,0122	0,0269	0	0	0	99
май.16	0,0135	0,0296	0	0	0	99
июн.16	0,0635	0,3374	0	0	0	88
июл.16	0,069	0,3374	26	2,75	1	89
авг.16	0,66	0,1925	18	5,17	0,9	93
сен.16	0,279	1,626	50	3,53	0,9	45
окт.16	0,522	1,2456	19	4,97	0,87	58
ноя.16	0,041	0,2451	20	9,06	0,87	92
дек.16	0,037	0,0534	23	3,08	0,9	98
январ.17	0,082	0,4131	36	5,01	0,94	86
февр.17	0,075	0,4508	36	3,22	1	85
мар.17	0,091	0,554	27	5,92	0,94	81
апр.17	0,154	0,3479	33	5,12	0,93	88
май.17	Замер фоновой скорости					
июн.17	1,491	2,9399	0	3,83	0	0
июл.17	0,079	0,1158	81	14,33	0,77	96
авг.17	0,326	0,6924	52	3,8	1	76
сен.17	0,062	0,1382	50	29,16	1	95
окт.17	0,031	0,1636	40	46,52	0,93	94
ноя.17	0,022	0,0337	36	34,08	0,93	99
дек.17	0,101	0,5882	36	40,58	0,9	80
январ.18	0,081	0,3482	68	61,25	0,94	88
февр.18	0,007	0,0133	33	14,69	0,89	99
мар.18	0,047	0,1035	65	1,77	0,65	96
апр.18	0,069	0,2292	28	1,54	0,39	92
май.18	0,027	0,1332	20	1,16	0,7	95
июн.18	0,522	1,482	34	11,07	0,87	50

## **Выводы и рекомендации**

По результатам замера скоростей коррозии выявлено, что их значения максимальной скорости коррозии не превышают допустимые показатели, кроме июня 2018 года – по причине смены ингибитора коррозии в рамках программы ОПИ.

## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Одна из возможностей для повышения КПД - это применение новых инновационных технологий. Одной из таких технологий, является применение бинарного цикла для паротурбинной установки (ПТУ). При этом верхний цикл работает на воде и водяном паре, а нижний – на низкокипящем веществе (НКВ).

В данной работе предлагается использование ПГУ тринарного типа, применение которой, значительно упростит схему ПТУ и довольно существенно увеличит КПД всего цикла.

### **4.1 Планирование работ по выполнению НИР**

При выполнении НИР необходимо оптимально планировать занятость каждого из участников и сроки проведения отдельных работ. На начальном этапе установлены полный перечень проводимых работ, их исполнителей и оптимальная продолжительность. Научный руководитель выполняет координацию деятельности исполнителя НИР. В обязанности исполнителя входит: поиск и представление информации по НИР, проведение расчетов, а также выполнение необходимых заданий и указаний научного руководителя.

Перечень работ по выполнению ВКР и их временная оценка представлены в Таблице 4.1

Таблица 4.1 – Перечень работ по выполнению и их временная оценка

№	Наименование работ	Исполнитель НИР	Продолжительность, дней
1	Составление и получение задания	НР	1
		И	1
2	Подбор и изучение материала по теме	НР	7
		И	17
3	Сбор необходимых данных	И	10
4	Календарное планирование работ	И	4
5	Обзор технической литературы	И	18
6	Моделирование расчета схемы ПГУ	И	15
7	Разработка схемы ПГУ тринарного типа	И	8
8	Моделирование расчета схемы ПГУ тринарного типа	И	20
9	Исследования эффективности работы ПГУ тринарного типа	И	25
10	Обобщение и сравнительный анализ схем ПГУ	И	20
11	Составление и оформление пояснительной записки	И	18
12	Проверка пояснительной записки	НР	8
		И	8
13	ИТОГО	НР	16
		И	164

## 4.2 Смета затрат на выполнение НИР

В состав затрат на проведение исследования включается стоимость всех расходов, необходимых для реализации комплекса запланированных работ. Экономические затраты рассчитываются по формуле:

$$K_{НИР} = K_{\text{мат}} + K_{\text{ам}} + K_{\text{зп}} + K_{\text{со}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{накл}}, \quad (4.1)$$

где  $K_{\text{мат}}$  – материальные затраты;  $K_{\text{ам}}$  – амортизация компьютерной техники;  $K_{\text{зп}}$  – затраты на заработную плату;  $K_{\text{со}}$  – затраты на социальные отчисления;  $K_{\text{пр}}$  – прочие затраты;  $K_{\text{накл}}$  – накладные расходы.

### 4.2.1 Материальные затраты

К материальным затратам относится стоимость всех покупных изделий, расходуемых непосредственно в процессе выполнения работ – канцелярские принадлежности. Принимаем в размере:

$$K_{\text{мат}} = 700 \text{ руб.}$$

### 4.2.2 Амортизация компьютерной техники

Амортизационные отчисления – отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа, производятся на основе балансовой стоимости основных фондов. В нашем случае большая часть работы осуществлялась на персональном компьютере.

$$K_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{исп}}}{T_{\text{кал}}} \cdot C_{\text{пк}} \cdot \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \text{ руб / год}, \quad (4.2)$$

где  $T_{\text{исп}} = 140$  дней – время использования компьютера;

$T_{\text{кал}} = 365$  дней – количество дней в году;

$C_{\text{пк}} = 50000$  рублей – цена компьютера;

$T_{\text{сл}} = 4$  года – срок службы компьютера.

$$K_{\text{ам}} = (140 \cdot 50000) / (365 \cdot 4) = 4795 \text{ руб/год},$$

#### 4.2.3 Затраты на заработную плату

В этой статье расходов планируется и учитывается основная заработная плата исполнителей, непосредственно участвующих в проектировании разработки. Расходы на основную заработную плату определяются как произведение трудоемкости работ каждого исполнителя на среднедневную заработную плату.

Месячный оклад научного руководителя, на должности доцента, составляет 27000 рублей, исполнителя – 18000 рублей.

$$ЗП_M = ЗП_O \cdot K_1 \cdot K_2, \text{ руб}, \quad (4.3)$$

где  $ЗП_O$  – месячный оклад;

$K_1 = 1,1$  – коэффициент, учитывающий отпуск;

$K_2 = 1,3$  – районный коэффициент.

$$ЗП_{\text{НР}} = 27000 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 38610;$$

$$ЗП_{\text{исп}} = 18000 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 25710;$$

Фактическая заработная плата

$$ЗП^\phi = \frac{ЗП_M}{21} \cdot n^\phi, \text{ руб}, \quad (4.4)$$

где  $n_{\text{НР}}^\phi = 16$  дней – фактическое число дней участия научного руководителя;

$n_{\text{исп}}^\phi = 164$  дня – фактическое число дней участия исполнителя;

21 – среднее число рабочих дней в месяце.

$$ЗП_{\text{НР}}^\phi = \frac{38610}{21} \cdot 16 = 29417 \text{ руб};$$

$$ЗП_{\text{исп}}^\phi = \frac{25710}{21} \cdot 164 = 204455 \text{ руб};$$



Фонд заработной платы

$$K_{зп} = ЗП_{нр} + ЗП_{исп} = 29417 + 204455 = 233872 \text{ руб}; \quad (4.5)$$

#### 4.2.4 Затраты на социальные отчисления

Затраты по этой статье составляют отчисления по единому социальному налогу (ЕСН). Отчисления на социальные нужды включают в себя отчисления во внебюджетные формы: пенсионный фонд РФ, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования. Отчисления на социальные нужды составляют 30% от ФЗП.

$$K_{co} = 0,3 \cdot K_{зп}, \text{ руб}, \quad (8.6)$$

где  $K_{зп}$  – фонд заработной платы.

$$K_{co} = 0,3 \cdot 233872 = 70162 \text{ руб};$$

#### 4.2.5 Прочие затраты

Прочие затраты рассчитываются для оценки не учтенных расходов.

Например:

- суммы комиссионных сборов,
- расходы по обеспечению нормальных условий труда и техники безопасности.

Прочие затраты составляют 10% от суммы материальных затрат, амортизации, заработной платы и затрат на социальные отчисления.

$$K_{пр} = 0,1 \cdot (K_{mat} + K_{ам} + K_{зп} + K_{co}), \text{ руб}, \quad (4.7)$$

$$K_{пр} = 0,1 \cdot (70162 + 233872 + 4795 + 700) = 30953 \text{ руб};$$

#### 4.2.6 Накладные расходы

В эту статью включаются затраты на управление и хозяйственное обслуживание, косвенные налоги, расходы на реализацию продукции. Накладные расходы составляют 200% от ФЗП.

$$K_{\text{накл}} = 2 \cdot K_{\text{зн}}, \text{руб}, \quad (4.8)$$

$$K_{\text{накл}} = 2 \cdot 233872 = 467744 \text{ руб};$$

Определим общую себестоимость НИР путем сложения рассчитанных затрат и расходов в смету. Смета затрат – плановый и отчетный документ, который составляется по экономическим элементам затрат на выполнение НИР. Смета затрат на выполнение НИР представлена в Таблице 4.2

Таблица 4.2 – Смета затрат на выполнение НИР

Элемент затрат	Стоимость, руб
Материальные затраты	700
Амортизация	4795
Фонд заработной платы	233872
Социальные отчисления	70162
Прочие затраты	30953
Накладные расходы	467744
Итого	808226

#### 4.3 Оценка экономической эффективности

На тепловых электростанциях самой крупной статьей затрат являются издержки на топливо, размер которых напрямую зависит от объема выработки электроэнергии. Данный вид издержек составляет более 55-70 % от себестоимости энергии и напрямую зависит от эффективности энергоблока.

При использовании ПГУ тринарного типа, вместо двухконтурной схемы получаем довольно значительную экономию топлива (Таблица 4.3.).

Для сравнения затрат принималась стоимость топлива:

- природный газ – 1500 руб/т у.т.;

Таблица 4.3 – Результаты расчета затрат на топливо

Схема ПГУ	двухконтурная	тринарного типа
Электрическая мощность, МВт	36,05	37,62
КПД	0,519	0,542
КПД нетто	0,493	0,537
Удельный расход условного топлива	0,249	0,229
Расход топлива, т у.т./год	54970	54970

Число часов работы станции в конденсационном режиме

$$T_K = 7400 \text{ ч.}$$

Количество выработанной электроэнергии за год двухконтурной ПГУ

$$\mathcal{E}_{200}^{2K} = N_{\mathcal{E}}^{ПГУ-2K} \cdot T_K, \text{ ГВт} \cdot \text{ч}, \quad (8.9)$$

где  $N_{\mathcal{E}}^{ПГУ-2K} = 36,05 \text{ МВт}$  – электрическая мощность двухконтурной ПГУ;

$$\mathcal{E}_{200}^{2K} = 36,05 \cdot 7400 = 266,76 \text{ ГВт} \cdot \text{ч.}$$

Количество выработанной электроэнергии за год ПГУ тринарного типа

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = N_{\mathcal{E}}^{\text{ПГУ}} \cdot T_{\kappa}, \text{ ГВт} \cdot \text{ч}, \quad (8.10)$$

где  $N_{\mathcal{E}}^{\text{ПГУ}} = 37,62 \text{ МВт}$  – электрическая мощность ПГУ тринарного типа;

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 37,62 \cdot 7400 = 278,39 \text{ ГВт} \cdot \text{ч}.$$

Стоимость избытка электроэнергии полученной при использовании ПГУ тринарного типа

$$\mathcal{E}_{\mathcal{E}} = (\mathcal{E}_{\text{год}} - \mathcal{E}_{\text{год}}^{2K}) \cdot e_{\mathcal{E}}, \text{ руб}, \quad (8.11)$$

где,  $e_{\mathcal{E}} = 2,28 \text{ руб}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$  - стоимость 1 кВт·ч электрической энергии;

$$\mathcal{E}_{\mathcal{E}} = (278,39 - 266,76) \cdot 2,28 \cdot 10^6 = 26516400 \text{ руб}.$$

В результате расчета, переход с двухконтурной схемы ПГУ на схему ПГУ тринарного типа, при одинаковом расходе топлива, позволяет увеличить объем выработки электроэнергии, что позволяет увеличить прибыль на 26,5 млн. рублей в год.

## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### Введение

Объектом исследования является промысловый трубопровод компании «Газпром нефть Восток» который находится под влиянием коррозионно-активной среды.

В ходе эксплуатации нефтяных месторождений ключевую роль играют промысловые трубопроводы занимающиеся транспортировкой нефти к пунктам подготовки нефти и в дальнейшем передачей товарной нефти в магистральный нефтепровод. На промысловом трубопроводе есть риск возникновения отказа

или аварийной ситуации влекущей за собой вред окружающей среде и опасность для людей.

Основной целью данного пункта является анализ и разработк мер безопасности по обеспечению благоприятных условий для работы оператора по добыче нефти и газа, а так проведение мероприятий по защите окружающей среды и людей.

## **5.1Производственная и социальная безопасность**

### **5.1.1 Анализ вредных факторов производственной среды**

#### *Отклонение показателей климата на открытом воздухе*

Метеорологические условия на производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха ( $^{\circ}\text{C}$ ); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение ( $\text{Вт/м}^2$ ) и тепловая нагрузка среды ( $^{\circ}\text{C}$ ). Эти параметры, вместе или отдельно, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Метеорологические условия изменяются посезонно и посуточно. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность, при низкой - уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма.

Рабочему важно обеспечить надежную защиту от агрессивных сред, а также комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года.

Летом - роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы и средства защиты от насекомых. Зимой - шапка - ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.

#### *Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны*

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК  $\text{H}_2\text{S}$  -  $0.1 \text{ м}^2/\text{м}^3$  по Государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.005 - 88 [1]. Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

#### *Повреждения в результате контакта с насекомыми*

В летний и осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят укусы, также многие насекомые переносят различные вирусы и бактерии.

Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли, спреи и мази от насекомых.

#### *Превышение уровней шума*

Основным источником шума на кустовой площадке являются работающие спускоподъемные механизмы, эцн, шгн и автотранспорт.

Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [2]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в Таблице 5.1.

Для уменьшения шума необходимо устанавливать звукопоглощающие кожухи, применять противозумные подшипники, глушители, вовремя

смазывать трущиеся поверхности, а также использовать средства индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши.

Таблица 5.1 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Наиболее эффективными средствами борьбы с шумом являются звукоизолирующие устройства, применяемые для полной изоляции источника от окружающей среды. На пути распространения звуковых волн создается препятствие, обладающее достаточной инерцией для возбуждения в нем колебаний. Так как инерционные свойства преграды увеличиваются с увеличением веса единицы поверхности, то звукоизолирующие конструкции должны быть тяжелыми, выполненными из плотных материалов.

### *Превышение уровней вибрация*

Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, подъемных, спусковых и цементирувочных агрегатах, при спуске и подъеме насосно-компрессорных труб из-за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду от нуля до 28 мм.

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90 [3] приведены в Таблице 5.2.

Одним из эффективных средств защиты от вибрации рабочих мест, оборудования и строительных конструкций является виброизоляция, представляющая собой упругие элементы, размещённые между вибрирующей машиной и основанием.

Наибольший эффект дают конструктивные и технологические мероприятия. К ним относятся: совершенствование кинематических схем; изыскание наилучших конструктивных форм для безударного взаимодействия деталей и плавного обтекания их воздушными потоками; изменение жесткости или массы для уменьшения амплитуды колебаний и устранения резонансных явлений; применение материалов, обладающих способностью поглощать колебательную энергию; уменьшение зазоров; повышение точности центровки и балансировки для снижения динамических нагрузок; использование прокладочных материалов, затрудняющих передачу колебаний от одних деталей к другим, и т. п.

Таблица 5.2– Гигиенические нормы уровней виброскорости

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	100



											0
Технологическая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

В качестве индивидуальной защиты от вибраций, передаваемых человеку через ноги, рекомендуется носить обувь на толстой или войлочной резиновой подошве. Для защиты рук рекомендуются виброгасящие перчатки.

### 5.1.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

#### *Механические опасности*

Основными опасными факторами являются движущиеся и вращающиеся части рабочего механизма.

Необходимо проводить следующие мероприятия по устранению возможных механических травм:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [4] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны

соблюдаться определенные требования. Запрещается любая работа со снятым или неисправным ограждением.

### *Термические опасности*

Противопожарный режим излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ним осуществляется обслуживающим персоналом.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ведрами, ломami и огнетушителями ОХП - 10, ОУ - 2, ОУ - 5.

На объекте должен соблюдаться противопожарный режим; определены и оборудованы места для курения; определены места и допустимое количество хранения в помещениях материалов инвентаря; установлен порядок уборки горючих материалов; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня.

Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123 - ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [5]. Класс рабочей зоны П-III по классификации пожаро-опасных зон - зоны, расположенные вне зданий, сооружений, строений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества. Класс рабочей зоны 0-й по классификации взрыво-опасных зон - зоны, в которых взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа;

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

- 1) предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- 2) ограничение сферы распространения огня;
- 3) обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;

4) создание условий для эффективного тушения пожара.

### *Электробезопасность*

Нефтегазодобывающая и нефтехимическая отрасли промышленности характеризуются большим числом металлических аппаратов, открытых установок, токопроводящих полов. В этих условиях особое значение приобретают мероприятия, направленные на защиту рабочих, обслуживающих электрооборудование, от поражения электрическим током.

Здания и сооружения дожимных насосных станций, блочных кустовых насосных станций, установок предварительного сброса воды Советского месторождения по обеспечению надежности электроснабжения относятся к потребителям 2 - категории.

Электродвигатели, пусковая и защитная аппаратура, устанавливаемые во взрывоопасных зонах зданий и сооружений, принятые во взрывозащищенном исполнении. Пусковая и защитная аппаратура нормального исполнения вынесена в невзрывоопасные зоны.

Для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током необходимо, чтобы все токоведущие части электроустановок, пускорегулирующей аппаратуры и аппаратуры защиты были ограждены от случайных прикосновений. Все распределительные устройства (щиты, сборки и т.д.), установленные вне электропомещений, должны иметь запирающие устройства, препятствующие доступу в них работников неэлектротехнического персонала.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены, по отдельности или в сочетании, следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;

- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения (напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока).

Меры защиты от поражения электрическим током должны быть предусмотрены в электроустановке или ее части либо применены к отдельным электроприемникам и могут быть реализованы при изготовлении электрооборудования, либо в процессе монтажа электроустановки, либо в обоих случаях.

Чтобы защитить человека от поражения электрическим током, защитное заземление должно удовлетворять ряд требований, изложенных в ПУЭ класс рабочей зоны П-III и ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [6].

## **5.2 Безопасность экологической среды**

### **5.2.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух. Загрязнения поступают в атмосферу через организованные и неорганизованные источники выбросов.

При строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт); растворителей (окрасочные работы); сварочных аэрозолей (сварочные работы).

Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации месторождения: устье факела, дымовые трубы ПТБ, дыхательные клапаны резервуаров, неплотности фланцевых соединений и ЗРА аппаратуры, сальниковые уплотнения насосов, воздушники емкостей, автотранспорт.

Основными ЗВ, выбрасываемыми в приземный слой атмосферы от существующих источников территории Советского месторождения являются: углерода оксид, углеводороды предельные от C1 до C5, азота диоксид, сажа, бенз(а)пирен, азота оксид, углеводороды от C6 до C10, бензол, толуол, ксилол, фторид, фтористый водород, железа оксид, хрома шестивалентного, соединения марганца и кремния.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, в которые входят: полная герметизация системы сбора и транспорта нефти; стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов; защита оборудования от коррозии; сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости; сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт;

Также необходима:

Оперативная ликвидация загрязнения технологических площадок; раздельное хранение легко воспламеняющихся веществ; использование компрессоров с электроприводом; утилизация попутного газа; работы по предупреждению гидратообразования в трубопроводах; автоматическое регулирование режимных технологических параметров; автоматическое дистанционное управление приводами основных механизмов защиты и блокировки при аварийных ситуациях; безрезервуарная откачка нефти;

### **5.2.2 Меры для охраны водной среды**

Негативное воздействие на водную среду при разработке месторождения осуществляется при строительстве кустовых площадок эксплуатационных скважин и коридора инженерных сетей к ним, при использовании подземного водозабора (пресных вод для нужд строительства эксплуатационных скважин и минерализованных вод в системе ППД), сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод и нефти.

В процессе строительства, обустройства и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений на поверхностные и подземные водные объекты оказывается следующее воздействие[7]: изъятие природных вод для использования на собственные нужды; загрязнение водных объектов в результате аварийных сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промысловых объектов, аварийных ситуаций на трубопроводах; изменение режима стока водоемов в результате проведения земляных работ, нарушения рельефа, удаления растительного покрова.

К потенциальным источникам загрязнения относятся нефтяные кусты скважин, ДНС, ЦППН (центр подготовки и перекачки нефти), КНС (канализационная насосная станция), отстойники, резервуары нефтепродуктов,

опорные базы нефтепромыслов, нефтепроводы в местах пересечения с водотоками в пределах пойменного участка рек.

Основными источниками поступления вредных веществ в поверхностные воды при разведке и освоении месторождений нефти и газа являются: производственные и хозяйственно-бытовые стоки; талые и ливневые (дренажные) воды, стекающие с производственных площадок и загрязненных участков; строительные и иные работы, ведущие к эрозии прибрежных зон водотоков и водоемов и попадания в них строительного мусора; аварийные разливы нефти и несанкционированный сброс отходов в водные объекты.

Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов включают в свой состав следующие: прокладка в единых коридорах совмещенных коммуникаций с учетом эколого-экономической оценки разрушаемых экосистем; движение транспорта только по постоянным дорогам; временные дороги (зимники) будут функционировать только в зимний период, запрет на движение транспорта вне дорог; разработка мероприятий по сохранению плодородия почв; ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры); сооружение специальных площадок для ремонта и мойки авто; обязательное проведение рекультивационных работ перед сдачей участка основному землепользователю;

Используются установки электроприводной запорной арматуры, автоматически перекрывающей трубопроводы при падении в них давления; 100 % контроль швов сварных соединений трубопроводов.

### 5.3 Анализ безопасности в чрезвычайных ситуациях

Существуют следующие чрезвычайные ситуации (ЧС):

Природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы; сильные морозы (ниже  $-40^{\circ}\text{C}$ ); метели и снежные заносы.

Техногенного характера: открытое газонефтеводопроявление (фонтан); разгерметизация трубопроводов; пожары, взрывы; разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ); отключение электроэнергии.

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В процессе выполнения технологических работ на кустовой площадке месторождения возможны следующие аварийные ситуации:

- открытое фонтанирование нефти из скважин;
- порывы нефтесборной сети и сети ППД.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность несколько десятков тонн нефти. В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы рек и озёр и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии.

При разливе нефти в окружающую природную среду принимаются меры для быстрого устранения аварии.

В случае разгерметизации трубопроводов в системе ППД необходимо действовать согласно правилам ликвидации аварии:

- сообщить непосредственному руководителю об аварии;
- перекрыть в блоке гребенки соответствующую отсекающую арматуру на поврежденный трубопровод;
- закрыть задвижку (буферную, центральную) на самой скважине;
- дождаться бригаду линейно-эксплуатационной службы.



Количество коррозионных отказов трубопроводов связано с факторами, усиливающими коррозию: обводненность, возрастающая в течение всего периода разработки месторождения, минерализация пластовых вод, присутствие механических примесей.

Для предупреждения возможных аварий предусматривается:

Оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекаания поврежденных участков труб. На участках трубопроводов, расположенных в водоохраных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками; применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием; организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода; проведение планово-предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов.

Основной рекомендуемый способ уменьшения скорости коррозии в системах ППД - использование труб из коррозионностойких материалов: трубы с внутренним покрытием для водоводов низкого давления, трубы из сталей повышенной коррозионной стойкости без внутреннего покрытия при низкой коррозионной активности воды.

Широко применяемый ингибиторный способ защиты от коррозии может быть рекомендован только для поддержания работоспособности старых трубопроводов.

## **5.4 Законодательство**

Оператор по добыче нефти и газа работает в составе бригады по обслуживанию скважин и обеспечению их бесперебойной работы под руководством лиц технического надзора. Работы, связанные с подземной добычей нефти, относятся к перечню тяжелых работ и работ с вредными и опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин (Постановление Правительства РФ). Компенсируется за вредность в виде выдачей молочной продукции. Выдача молока производится еженедельно. Работники привлекаются к работе в ночное время, к сменному графику работы.

Работники, занятые на работах в опасных и вредных условиях труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности к выполнению поручаемой работы.

При выполнении работ, связанных с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные производственные факторы), работники должны проходить обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет в порядке, устанавливаемом Правительством РФ.

При работе в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматриваются надбавки и коэффициенты к заработной плате.

Как правило, работодателем предоставляются социальные пакеты (оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря, медицинская страховка, пенсионный фонд и др.).

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе проведенной работы были проанализированы результаты по замеру скорости коррозии на промысловых трубопроводах Юго-Западной части Крапивинского месторождения ООО «Газпромнефть-Восток». Данный анализ был произведен с целью получения общей картины по скорости коррозии промысловых трубопроводов, эффективности ингибиторной защиты и выявления причин получения высоких скоростей коррозии, превышающих допустимое в рамках стандарта компании значение 0,1 мм/год. Во многих случаях высокое значение скорости коррозии связано с уменьшением индекса подачи ингибитора коррозии. В связи с высокими значениями фоновой скорости коррозии можно сказать однозначно, что для повышения надежности трубопроводных систем необходимо применение ингибиторной защиты. При подаче ингибитора достигается защитный эффект до 99%, что свидетельствует об эффективности применения ингибитора коррозии.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методы борьбы с коррозией и преимущества ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования. Мукатдисов Н.И., Фархутдинов А.А.Р., Елпидинский А.А.
2. Ингибиторная защита стали в сероводородных средах. Дубинская Е.В., Вигдорович В.И., Цыганкова Л.Е.
3. Актуальные проблемы коррозии, методы и технологии антикоррозионной защиты, внедряемые на месторождениях ООО «Лукойл-КОМИ». Шкандратов В.В., Ким С.К.
4. Розенфельд И.Л. Ингибиторы коррозии металлов. М.: Химия, 1977. 352 с.
5. Маркин А. Н., Низамов Р. Э. СО<sub>2</sub>-коррозия нефтепромыслового оборудования. –М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – 187 с
6. Сухотин А. М., Богачев А. Ф. и др. Коррозия под действием теплоносителей, хладагентов и рабочих тел. Справ. изд. – М.: Химия, 1988. – 360 с.
7. ГОСТ Р 55990 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
8. Методический документ М-01.02.04.02-01 «Методические указания по организации и исполнению программ мониторинга коррозии промышленных трубопроводов», утверждённого 02.03.2017г – 95 с.
9. Сурис, М. А. Защита трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии / М.А. Сурис, В.М. Липовских. - М.: Энергоатомиздат, 2003. - 216 с.
10. Медведева, Марина Львовна Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров. Учебное пособие для вузов нефтегазового профиля / Медведева Марина Львовна. - М.: Российский государственный университет (РГУ) нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. - 854 с.
11. Орлов, В. А. Защитные покрытия трубопроводов / В.А. Орлов. - М.: АСВ, 2009. - 889 с
12. Мурзаханов, Г.Х. Диагностика технического состояния и оценка остаточного ресурса магистральных трубопроводов / Г.Х. Мурзаханов, А.И. Владимиров. - М.: Национальный институт нефти и газа, 2005. - 807 с.

13. Мустафин, Ф.М. Контроль качества изоляционно-укладочных работ при строительстве трубопроводов / Ф.М. Мустафин. - М.: Уфа: УГНТУ, 2001. - 112 с.
14. Марон, В. И. Гидравлика двухфазных потоков в трубопроводах / В.И. Марон. - М.: Лань, 2012. - 256 с.
15. Шевченко, А.А. Химическое сопротивление неметаллических материалов и защита от коррозии / А.А. Шевченко. - М.: КолосС, 2006. - 248 с.
16. Магистральные трубопроводы. Свод правил. СП 86.13330.2014. - М.: Проспект, 2017. - 885 с.
17. Подопригора А.А. Исследование коррозионного разрушения поверхностей нефтепроводов после длительной эксплуатации // Вестник Югорского государственного университета. – 2011. – Вып. 4 (23). – С.105-112.
18. Габитов А.И. Итоги и перспективы в теории и практике борьбы с коррозией. – Уфа: Гос. изд-во науч.-техн. лит-ры «Реактив», 1998. – 124 с.
19. Розенфельд И.Л. Ингибиторы коррозии. – М.: Химия, 1977. – 352с.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## FEATURES OF THE STRUCTURE OF CARBONATE RESERVOIRS AND METHODS OF INTENSIFICATION OF INFLOW

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Собралиев Увайс Вахаевич		

Консультант школы отделения (НОЦ) ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С	К.Г.-М.Н.		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Максютин К.Ю	К.П.Н.		

Tomsk 2018

### 1. Process of corrosion of the pipeline and methods of struggle against it.

#### 1.1 Classification of corrosion damage

Corrosion of metals is the process of spontaneous destruction of metal under the influence of the environment. During the process of the corrosion loss of weight of material, reduction of ductility, strength and other properties occur. As a result of corrosion, the elements of the metal body become oxides, alkalis and salts which are stable compounds. It is very important to control the corrosion process because it can lead to undesirable problems such as economical losses and environment damage.

The loss of the metal during corrosion is divided into two groups, which are direct and indirect.

Direct losses include such losses as:

- the cost of replaced corroded equipment;
- the cost of protection from corrosion
- usage of inhibitors
- usage of varnishes, paints
- irreversible metal losses

Indirect losses include such losses as:

- loss of product during leakage
- loss of productivity
- excessive consumption of metal
- loss in oil production

The process of corrosion can be caused by various reasons and in order to contend with phenomenon it is necessary to introduce a classification for the corrosion process. There are large amount of different classifications of the corrosion, however classification used for the individual project is classification of corrosion according to [10]. On the basis of this classification and studied documents of other authors the following table was created.



By the nature of the interaction of the metal with the medium, chemical and electrochemical corrosion were identified. Chemical corrosion occurs in environments that do not conduct electrical current, such as dry gas and liquids that do not conduct current. Electrochemical corrosion takes place in electrolytes, which is a mixture of oil + water. The rate of electrochemical corrosion is much greater than the chemical velocity, and since the oil + water is an electrolyte, in the underground equipment, mainly electrochemical corrosion occurs. It is worth noting that the higher the water content, the better the fluid conducts electricity. The mechanism of corrosion will be considered a little later [15].

According to the conditions of the corrosion process, atmospheric, underground, liquid, biocorrosion and electrocorrosion can be distinguished. Atmospheric corrosion takes place in the air, liquid in liquids (both in electrolytes and in non-electrolytes), underground flows in soils when interacting with solutions of salts, biocorrosion proceeds under the influence of microorganisms and products of their vital activity, electrocorrosion proceeds under the influence of stray currents, or the presence of an external power source.

By the form of destruction, continuous, local and selective corrosion is evolved.

Solid corrosion is corrosion, which flows over the entire surface of the metal. In turn, solid corrosion is divided into:

- uniform (the corrosion rate is the same on the entire surface) (Fig. 8);



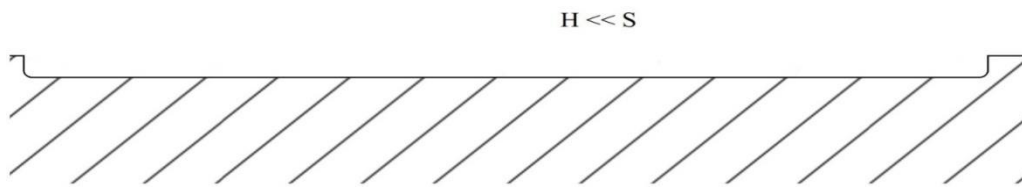


Fig. 1 - surface uniform corrosion

- non-uniform (corrosion rate varies on different sites) (Fig. 9).

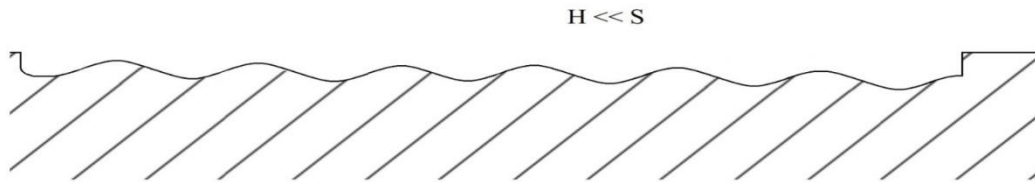


Fig. 2 - surface non-uniform corrosion

Local corrosion is divided into:

- Corrosion with spots (the depth of the lesion is much smaller than the area);
- Ulcerous corrosion (the affected area of a small area, the depth of lesion is quite large) (Figure 10);

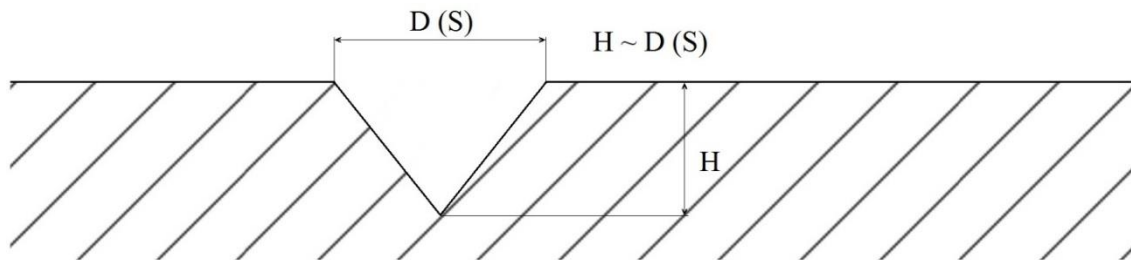


Fig. 3 - ulcerous corrosion

- Spot or pitting (the area of the site is insignificant, the depth of penetration is very high) (Figure 11);

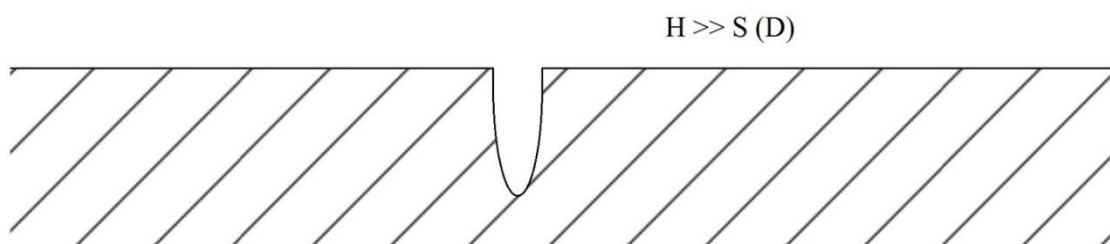


Fig. 4 - pitting corrosion

- Mesa-corrosion (from English mesa - plateau.) With this type of corrosion, local corrosion depressions occur, alternating with unaffected areas, while secondary depressions may develop in the valleys) (Figure 12);

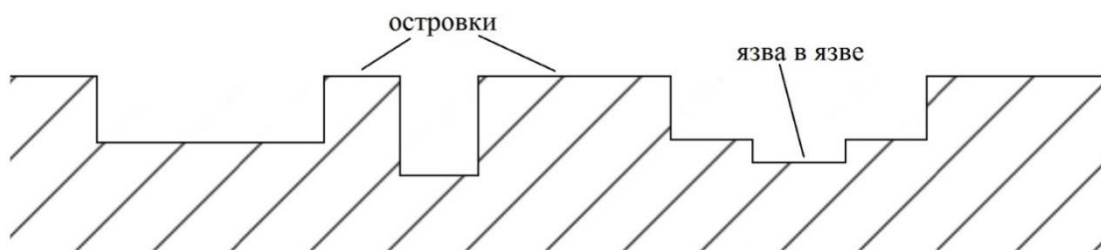


Fig. 5 - Mesa – Corrosion

Pitting corrosion and mesa corrosion are characteristic of aggressive environments with a high carbon dioxide content.

- End-to-end corrosion (there is a through destruction of metal in the form of fistula);
- Intercrystalline corrosion (Failure occurs along the grain boundaries of the metal, this type can lead to a complete loss of structural strength without visible damage to it).

Local (or local) corrosion lesions are local, and leave a significant (sometimes overwhelming) part of the surface virtually unaffected.

Selective corrosion - corrosion at which the destruction of individual components of alloys occurs.

In addition to the types analyzed, accompanied by the influence on the equipment of CO<sub>2</sub>-containing aggressive fluid, combined corrosion types occur caused by aggressive downhole fluids, electrocorrosion, corrosion-abrasive action, as well as parallel influence of several types (electrical and mesa corrosion of downhole equipment ). Also, under the influence of H<sub>2</sub>S, hydrogenation of the steel is possible, which can lead to end-to-end defects, failures of equipment due to metal loss of strength characteristics. When several factors are affected, the process is catalyzed and the risk of equipment failure increases. Usually the metal surface of downhole equipment is subjected to combined action of several types of corrosion and determining the proportion of each of them is a complex problem [10].

## 1.2 Corrosion Mechanism

### Mechanism and factors affecting the commercial pipeline corrosion

The main cause of corrosion is the thermodynamic instability of the metal. The mechanism of corrosion lies in the oxidation of the metal and the transition solution as hydrated ions, which is the anodic stage and the electrochemical reduction of the medium, which is the cathodic stage.

Upon contact of the metal with water, chemical bonds arise and since hydrogen has a greater electronegativity than iron, the water molecules are split into hydrogen and oxygen (Figure

13). Then, the metal depleted by electrons begins to repel the iron cations and, reacting with oxygen, form oxides or hydroxides of iron-rust. Thus, the thickness of the wall of the pipelines decreases, which can lead to end-to-end defects and equipment failures. Oxygen in this case has an important role, and if there was no dissolved oxygen in the fluid, the corrosion process would not occur at all.

The condition for the internal corrosion of the pipeline is also the presence of water in the extracted liquid with  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  and  $\text{O}_2$  dissolved in it. These compounds give the fluid aggressive properties and are the main sources of risk. The level of aggression depends on their concentration, mineralization, pH, hydrodynamic flow regime, and so on. It can also be said that in the absence of wetting of the pipeline surface with water, corrosion does not develop.

The rate of corrosion is affected by the content of bicarbonate ions, they have a strong effect on the intensity of corrosion. As their concentration increases, the pH increases and even under the condition of high partial pressures of  $\text{H}_2\text{S}$  and  $\text{CO}_2$ , the rate of corrosion can be very low.

Also, the rate of corrosion is affected by the pH value of hydrogen, which depends on the partial pressures of acid gases, temperature and organic acids. This indicator is one of the main criteria determining the activity of corrosion of the water phase.

The chloride content also has an effect on the corrosion activity. Under characteristic temperature conditions for oil deposits, chlorine ions do not directly participate in charge transfer. However, chlorides are activators of corrosion and accelerate it at the anodic stage. The rate at which corroded pipe steel generally increases with increasing chloride content. This is due to the fact that chlorides in the aqueous phase destabilize the protective films of corrosion products. Typically, water with a low chloride content at the same hydrogen index will be less aggressive than water with a high chloride content.

The risk of corrosion also increases with the increase in water-cut production. In the course of a long service life of the field, watercut can reach such high values as 95% or more. In other words, the risk of corrosion increases with the life of the field during which the watering of the producing fluid increases.

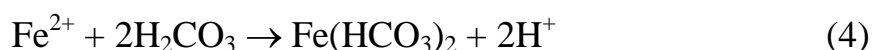
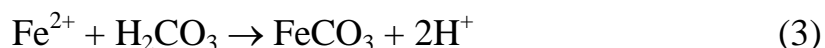
A significant content of corrosive gases also have an effect on the corrosion intensity of pipelines. Products transported through pipelines are not separated and contain associated gas, which contains a high amount of carbon dioxide and hydrogen sulphide. There is also the possibility of introducing oxygen molecules into the system, which will greatly increase the aggressiveness of the liquid and accelerate the corrosion process.

As the temperature of the transported products rises, the corrosion rate also increases. The greatest effect is felt in environments prone to deposition of carbonate salts, where this dependence is most pronounced.

In the course of such measures to intensify production, such as fracturing and increasing the depression in products, the content of mechanical impurities increases. Too high content of mechanical impurities in the transported products can lead to hydroabrasive wear of the pipeline metal. Another factor affecting the corrosion rate of the pipeline is the penetration of various process liquids into the production, which are used during the well treatment (acid treatment). These fluids have increased corrosive activity and cause corrosive wear.

A significant influence on the intensity of corrosion is the presence in the production of dissolved oxygen. Oxygen greatly reduces the efficiency of using most of the inhibitors in oilfield practice. And simultaneous presence in a liquid of CO<sub>2</sub> and O<sub>2</sub> entails a sharp increase in the rate of corrosion.

Also, the rate of corrosion is affected by the content of carbon dioxide and hydrogen sulfide. Carbon dioxide promotes the appearance of maize corrosion, reacting with iron, which leads to a reduction in the period of failure-free operation. The simultaneous presence in the fluid of carbon dioxide and oxygen leads to an acceleration of the corrosion process. The corrosion caused by carbon dioxide leads to the formation on the surface of metals of large ulcers and large losses of metal mass, which can lead to the emergence of a through defect. With the activity of CO<sub>2</sub>, there is an insoluble iron carbonate, or iron bicarbonate, which are highly soluble substances.



Hydrogen sulphide accelerates the corrosion process due to the hydrogenation of steel in the presence of hydrogen sulphide, it loses its strength properties, and cracks form in the body of the pipe, which leads to an increase in the area of corrosion and the accelerated occurrence of through cracks. The presence of carbon dioxide and hydrogen sulphide simultaneously leads to an increase in the corrosion rate up to 4 times, and with a high oxygen content in the fluid, the effect increases tens of times. It is necessary to understand that it is impossible to stop corrosion, it is possible to slow down its rate.

Also factory marriage is a significant factor in the failure of equipment. In the presence of microcracks and other defects in the crystal lattice, penetration of corrosion into the interior of the metal is much faster, and there is an additional loss of strength characteristics. It is necessary to consider the options for the most thorough diagnosis of equipment during its acceptance and installation.

After establishing the relationship between the rate of corrosion propagation and the causes of its occurrence, it is necessary to develop a technique that allows choosing the most effective methods of corrosion control in each individual case. The methodology that meets modern standards is based on the following groups of methods:

A) Surface coating of metal with anticorrosive substances for insulation. These methods include:

1) Anticorrosive protective coatings

B) Improved corrosion resistance of the material:

2) Corrosion-resistant steels

B) Reduction of corrosion rate by current (electrochemical protection):

3) Cathodic Protection Stations

4) Protector protection

D) Reducing the aggressiveness of the working environment:

5) Corrosion inhibitors

The above groups of methods for controlling corrosion can be divided into two types. The first two groups are usually enforced before the production equipment is operational, that is, at the manufacturing and design stage, during which a protective coating is applied and alloying elements are introduced into the steel. During the operation, changes in the composition of steels and protective coatings of the product during continuous production can not be made, even in conditions of a changing aggressive fluid [12].

The next two groups, on the contrary, are realized during the production process: layers are treated, corrosion inhibitors are fed, or electric current is supplied to achieve the required protective potential. If necessary, it is possible to regulate the modes, achieving the optimal level of protection.

Each type of protection has its advantages and disadvantages, as well as a certain operational experience [10].

#### Anticorrosive protective coatings

Anticorrosive coatings are used to insulate the inner walls of pipes that transport corrosive environments. These types include oil and gas emulsions. Corrosive destruction of pipelines lead to large material losses. The use of the internal coating of pipes gives a number of advantages such as: increasing the capacity, increasing the reliability of the pipeline and reducing paraffin formation on the pipe walls.

The actual service life of field pipelines that do not have a protective inner coating is usually about 1-3 years, and in cases with a highly aggressive phase it can be only a few months. The use of effective anticorrosion coatings can increase the service life of the pipeline several times.

To ensure a long-term, reliable internal insulation of the pipeline, it is important to use the proper insulating material and to comply with the coating technology. The main materials used for internal insulation of pipes are powder polymers, as well as paint materials with a low solvent content (less than 30%) and with an increased solvent content (more than 30%). Used these materials allows to achieve almost non-porous coatings with higher protective and physico-chemical properties. The main criteria for choosing a coating for insulation of pipelines are the operating conditions and protective and technological properties of the coatings. The most popular are varnish-and-paint materials created on the basis of eloxic, phenol-formaldehyde resins and powder polymers created on the basis of powder materials, which are applied on a phenolic primer. The thickness of the anticorrosion coating is generally about 300-500  $\mu\text{m}$ .

The technology of applying an internal coating based on liquid eloxide paints (solvent content of less than 30%) is presented by a fairly simple process. The coating is applied to the already prepared internal surface of the pipes using the method of spraying a working mixture of insulating materials. Polymerization of this type of coating is carried out at a temperature of 50-70 °C. After the primer is applied, drying is carried out.

Anticorrosive coatings are very numerous and each has its own advantages and disadvantages, coatings are also subdivided into metal, non-metallic and chemically processed products. However, all of them have such a big minus before corrosion-resistant steels, as not maintainability. However, there is one big advantage - they are much cheaper.

#### Corrosion-resistant steels

Corrosion-resistant steels are ordinary steel, which has an additional content of certain chemical components that slow down the process of corrosion. The most common are chromium-nickel and chromium steels.

Chromium is the main alloying component, which makes the steel in oxidizing environments corrosion-resistant. Iron and chromium form a continuous series of solid solutions, as a result of which it is possible to achieve steels with a high content of chromium in a solid solution. Chrome is not a hard-to-reach and expensive material, so it is the cheapest representative of stainless steel. The greater the amount of chromium in the steel, the higher its corrosion resistance, to date, basically, the corrosion-resistant steels of three types are melted: with a chromium content of 13%, 17% and 28%.

Nickel is a metal that acquires passivity quite easily. The addition of nickel to the iron in an amount of 1/8 mole abruptly increases the corrosion resistance of the alloy. Steel with 18% chromium and 9% nickel has an austenite structure, which has a much greater corrosion resistance and technological properties.

Chromium-nickel steels, depending on their composition and structure, are divided into such groups as austenitic, austenitic-martensitic and austenitic-ferritic steels. The lower the amount of carbon in the steel, the better the corrosion properties of stainless steel. The resistance of chromium-nickel steels to corrosion and acid can also be increased by doping with molybdenum and copper.

Chromium-nickel alloys have greater strength and corrosion resistance than other steels, but chromium is an expensive metal, and the price has become much higher.

#### Cathodic Protection Stations

As a result of the contact of metal with soils related to electrolytic media, a corrosive process occurs, accompanied by the formation of an electric current and the electrode potential is set. The value of the pipeline potential is determined from the potential difference between the two electrodes: a nonpolarizing copper-sulphate element. Hence it follows that the value of the potential of the pipeline is the difference in its electrode potential and the potential of the electrode in relation to the ground. Electrode processes on the pipeline surface are of a certain direction and stationary by the nature of its variation over time.

As a rule, the stationary potential is designated as a natural potential and it is assumed that there are no wandering or induced currents on the pipeline. The interaction of a corrosive metal with an electrolyte is divided into two types of processes: anodic and cathodic, they occur at the same time at different sections of the interface between the metal and the electrolyte. To protect against corrosion, the territorial division of these processes is used. Connect to the pipeline current sources with an electric substitute, thereby letting an external direct current through the pipeline. In this case, the anode process takes place on an additional electrode replacement. Cathodic polarization of pipelines under ground occurs by imposing an electric field from an external DC source to the protected body, then the pipeline will be a cathode in relation to the ground, and the artificial anode-substitute to the positive pole. The cathodic protection scheme is shown in Fig. 6.

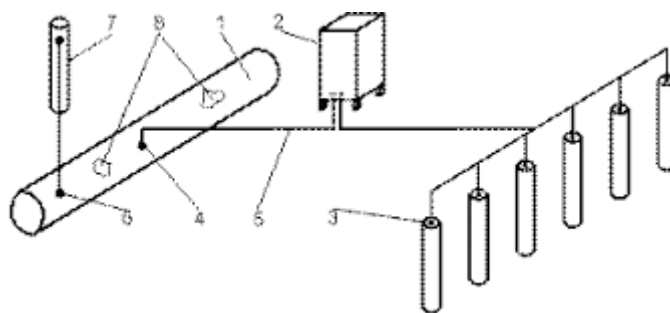


Fig. 6 - Pipeline Cathodic Protection Scheme

1- Pipeline; 2 - external direct current source; 3 - anodic grounding; 4 - drainage point; 5 - drain cable; 6 - contact of the cathode terminal; 7 - cathode output; 8 - pipeline insulation damage.

Cathodic protection is controlled by maintaining a certain protective potential. When, by imposing an external current, the pipeline is polarized to the equilibrium dissolution potential of the metal, the anode current stops and corrosion stops.

In this process, constant maintenance of the current is necessary, and, consequently, a fairly large complexity in maintaining the technological process.

#### Protector protection

The principle of operation is similar to using cathodic protection stations, but in this case the inflow of electrons into the metal body is not due to the maintenance of a direct current through the tube. The mechanism of tread protection consists in transforming the surface of the pipeline into one large non-destructible cathode. The anodes in this case will be the electrodes connected to the protected structure from the more electronegative metal - the protector. A protective electric current will arise as a result of the operation of a galvanic pair of protector-protected construction. Over time, the protectors gradually wear out, protecting the base metal.

This kind of protection is used when the pipeline is laid in hard-to-reach places, where there are often no power lines, and for the use of cathodic protection, a large amount of electricity is needed.

In this case, there is no need for operating costs to maintain the electric current, simply install the protector, and calculating the period of its operation. In time to change it. A metal protector with a greater electronegativity is attached to the tubing, usually magnesium.

#### Inhibitory-bactericidal treatment of seams

This technology is used for cases when biocorrosion of equipment takes place. This method is especially relevant for the extraction of high-viscosity oils, when a large impact on the formation occurs, both temperature and chemical. This technology has one additional plus - if the process is properly kept from corrosion, not only underground equipment is protected, but also the outlets and oil collectors.

#### Inhibitors of corrosion

Inhibitory protection is one of the most effective and technologically simple methods for protecting the pipeline from corrosion. Corrosion inhibitors are designed to reduce the aggressiveness of gas and electrolytic media, thereby preventing active contact of the metal surface with the environment. To do this, inhibitors are introduced into the corrosive medium, after which the solvation activity of ions, atoms and molecules decreases. In addition, their ability to assimilate electrons that leave the metal surface during its polarization decreases. Metal walls form either a mono or poly-atomic adsorption film that greatly reduces the contact area of



the surface with the corrosive medium and plays the role of a barrier inhibiting the processes of self-dissolution. By the mechanism of action, inhibitors are divided into passivation and adsorption. The first cause the formation of a protective film on the metal surface and transforms the metal into a passive state. The most popular use of passivating agents to combat corrosion in neutral or close to them environments, where corrosion mainly occurs with oxygen depolarization. The mechanism of action of such inhibitors is very wide and mainly depends on their chemical structure and composition.

There are several kinds of passivating inhibitors, for example, inorganic chromates with oxidative properties. They create protective oxide films on the surface of the metal. In such cases, the potential shift is usually observed in the direction of positive values up to the value corresponding to the release of oxygen from water molecules or hydroxyl ions. Similarly, in this process, the oxygen atoms forming the oxygen atoms blocking the active metal centers are chemisorbed on the metal and lead to a jump in the potential, which entails a slowing down of the dissolution of the metal. The chemisorption layer that appears in this process is very similar in composition to the surface oxide. A large group consists of passivators which form with metal ions, which are difficult to dissolve in difficult-to-dissolve compounds. The formed precipitate of salt, provided that it is dense and sufficiently tightly adheres to the surface of the metal, protects it from contact with an aggressive medium. Such inhibitors are silicates, alkali metal carbonates, polyphosphates.

The other group is made up of organic compounds that are not oxidants, but they help adsorption of dissolved oxygen, which in turn leads to passivation. These include the sodium salt of cinnamic acid and sodium benzonate.

Particles of adsorption inhibitors electrostatically react with the metal surface and are fixed on it, which leads to inhibition of corrosion processes.

In other words, the effectiveness of the inhibitors of most organic compounds is determined by their adsorption capacity upon contact with the metal surface. Such active groups are nitrogen-, sulfur-, oxygen- and phosphorus-containing groups that adsorb on the metal walls as a result of their donor-acceptor and hydrogen bonds.

The most common inhibitors are based on nitrogen-containing compounds. The protective effect is exhibited by aliphatic amines and their salts, hydrazides, imides, etc.

Also of great interest are compounds that contain sulfur atoms in the molecule, such include thiols, polysulfides, sulfides, thioureas, and so on.

Of the phosphorus-containing compounds, thiophosphates, pyrophosphates, phosphoramides and diaryl phosphates act as inhibitors.

In recent years, when developing inhibitors, there has been a tendency to use a feedstock containing transition metals as well as complexes on such a basis that interact with transition metals present in the electrolyte or on the surface being protected. The fact is proved that on the basis of such complexes and compounds, using waste products and spent catalysts as raw materials, it is possible to create effective environmentally friendly inhibitors of corrosion of carbon steels in an aqueous medium. The most studied include compounds and complexes based on organopolymolibdates, amines of aromatic and triazoles such as Zn, Ni, Al, Co and their salts. The chemisorption of complexes on steel occurs as a result of the interaction of the complex anion formed as a result of the dissociation of the complex in an aqueous medium, with electrons of incomplete iron orbitals.

With all the positive properties of inhibitor protection, the reagents used are not always able to provide really high protection. This can be due to a number of reasons, for example: the dispersibility of the inhibitor, the incorrect selection of the composition and reagents.

Thus, in order to solve complex problems associated with corrosion of the pipeline, it is necessary to create new inhibitory compositions or to share in addition to chemical methods and physical methods.

#### Corrosion monitoring

In the process of exploitation of oil products transporting production pipelines, there is a risk of depressurization and spillage of oil products and environmental pollution, as well as large financial losses. Corrosion monitoring is an obligatory measure that must be carried out in order to assess the state of corrosive media aggressiveness and to predict and minimize the negative processes that lead to a deterioration in the integrity of the pipeline.

Thus, the main tasks of corrosion monitoring are:

- Ensuring the safe operation of pipeline systems
- Optimization of the pipeline maintenance program
- Optimization of anticorrosive measures
- Assessment of the effect on the intensity of corrosion of the expected changes in operating conditions and violations of technological processes for the transport of liquids

There is a huge variety of factors that have an impact on the development of corrosion, which in turn does not allow the creation of any universal method that allows a correct prediction of the integrity of the pipeline or to evaluate the effectiveness of measures aimed at preventing corrosion. For this reason, corrosion monitoring includes four main groups:

- The first group includes methods for determining the corrosion wear of the pipeline through such standard diagnostic tests as in-line diagnostics and ultrasonic thickness measurements.

- In the second group, the corrosion rate of metal and its variation over time are estimated by using sensors placed directly in the medium moving through the pipeline.
- The third group assesses the technological and physico-chemical properties of the medium that have an effect on its corrosive activity.
- In the latter group, an analysis of equipment failure statistics is performed to identify areas with an increased risk of problems and the most significant factors affecting their number on pipelines.

In order for monitoring to be most effective, it is necessary to create an opportunity for problem-free data collection from the groups listed above and joint analysis. This can be achieved by accessing all databases containing the necessary information and having the necessary software. Corrosion monitoring can be considered as a system consisting of three, key elements: design, operation, management.

### Design

The design of the corrosion monitoring system occurs in several stages:

- Definition of monitoring parameters;
- Choosing the location of monitoring points;
- Choice of measurement techniques, performance and sensitivity; measuring device
- Determination of the requirements for the frequency of data collection and use;
- Assessment of the availability of equipment;
- Development of corrosion monitoring regulations;
- Cost estimation in the operation of the monitoring system.

### Defining parameters

For the correct choice of controlled parameters, it is necessary to understand the mechanism of corrosion and the objectives pursued by monitoring corrosion. Knowingly known and designated risk factors indicate the necessary parameters to be measured to assess the effectiveness and control of inhibition technology. These types of parameters are divided into two groups: direct monitoring parameters and parameters of indirect monitoring.

The parameters of direct monitoring include the main parameters that directly measure whether the rate of corrosion is decreasing, that is, whether the inhibition work is effective and whether the technology is observed. The inhibition efficiency can not be measured directly, but is calculated from direct measurements of pipeline wall thicknesses and corrosion differences prior to the use of inhibitors and after their use. The main parameters of direct corrosion monitoring using inhibitors are the corrosion rate, the mass of the inhibitor in the dosing tank and the amount of inhibitor supplied.

In the case of indirect measurements, the corrosion rate itself is not detected, but those parameters that affect this value. This group of parameters includes technological and physico-chemical characteristics that determine the aggressiveness of the flow. This kind of data can be used in various models to calculate corrosion rates in the pipeline. But their most important value lies in the fact that they provide information on whether the technological process is proceeding in a regular mode, whether the activities are carried out in the proper volume and in a timely manner.

This group includes such parameters as:

- pH of the environment;
- the content of mechanical impurities;
- pressure and temperature;
- speed and hydrodynamic flow regime;
- ionic composition of the water phase;
- Pipeline productivity;
- Residual content of corrosion inhibitor;
- the number of colonies of floating and attached forms of bacteria;
- Water cut of liquids.

Monitoring and monitoring of these parameters makes it possible to detect changes in flow conditions and deviations in inhibition technology, which in turn lead to an increase in the rate of corrosion. Through analysis, you can identify the causes of this growth and make adjustments to the technology (changing the inhibitor, increasing the dosage, changing injection points and processing frequency) until the equipment is lost.

#### Selection of corrosion monitoring sites

The choice of monitoring sites is a very important decision due to the fact that the technological conditions are not the same throughout the system. The temperature, composition, pressure and flow regime can vary within the same system, which means that the corrosive aggressiveness of the fluid will differ from each other at different points in the pipeline. Thus, it is very important to determine the most dangerous places, because it is in these places that it is necessary to monitor the corrosion rate to evaluate the inhibition efficiency. This is due to the fact that it is assumed that if the corrosion rate in the most dangerous places does not exceed the proper value, then protection will be provided throughout the pipeline.

The corrosion control units must be installed on:

- pressure oil pipelines transporting corrosive products (after the point of connection of the metering unit) and at the end of the protection direction (before the sidebar on the site site);

- oil collection pipelines - at the beginning of the protection direction (after the tie-in of the dosing unit), at the end of the protection direction (before insertion into the common trunk area or before insertion into oil treatment facilities);
- Low-pressure water conduits - at the beginning of the protection direction (after the tie-in of the metering unit), at the end of the protection direction (before insertion at the CNS);
- High-pressure water conduits - at the beginning of the stem section of the pipeline (after exiting the CNS), at the end of the section of the most remote well clusters;
- gas pipelines - at the beginning of the site (after the tie-in of the metering unit), at the end of the protection direction (before inserting into the common trunk area or before inserting into the gas treatment facilities).

There are also zones of increased risk of corrosion, where it is recommended to install corrosion control units:

- places of pipeline breakthroughs;
- Plain sections of pipeline routes;
- reduced sections of pipeline routes.

#### Choice of measurement technique

At the moment, there are a large number of methods for measuring the rate of corrosion. Each of them is universal and has a number of advantages and disadvantages. Each method has limitations in its applicability and, in this connection, gives only a limited amount of information. For this reason, when designing a monitoring system, a combined use of various measurement methods is projected. All methods of assessing the rate of corrosion are divided into two groups:

- The first group includes methods based on the assessment of changes in the geometric dimensions of a metal body, sensor element, or the wall of the pipeline itself. Such methods can be used in any environment. do not depend on its electrical conductivity. The loss of metal that occurred over a period of time can be determined and expressed in units of corrosion rate. Representatives of such methods are electrical resistance technique, ultrasonic thickness gauging, gamma radiometry, corrosion test specimens, FSM (Field Signature Method), PEC (stationary sensors of eddy current detection).
- The second group includes methods based on the control of electrochemical reactions of corrosive metal flowing on the surface. These methods are based on current and potential currents that flow through the electrode surface on a special sensor. The main condition for the applicability of these methods is the presence of conductive media (electrolytes), which is mineralized by-pass water. This category includes such methods as LPR - linear polarization resistance, analysis of polarization curves, potentiometry, galvanometry.

In general, corrosion caused by such factors as carbon dioxide and hydrogen sulfide manifests a localized character in the form of ulcers, grooves and maize corrosion. For this reason, there is a requirement that the local corrosion of the measurement technique be sensitive, since not all methods have this property. To do this, the methods used are also added with a sample witness. The material of the samples and corrosion rate sensors may differ from the material from which the pipeline itself is made, as well as the hydrodynamic conditions in which the sample is located from the conditions in which the inner wall of the pipeline operates. The combination of such differences leads to a different corrosion mechanism for the pipeline and the witness specimen. That is, the corrosion rate measured by the sample may differ from the corrosion rate of the pipeline wall. But there is still a benefit from such corrosion monitoring, because it determines the main trends in the development of corrosion, which means that it is possible to evaluate the effectiveness of inhibition and make predictions about the behavior of the pipeline. To minimize differences in the assessment of corrosion, it is necessary that the sensors and their sensing elements are located in the most aggressive phase and under similar hydrodynamic conditions.

#### Gravimetric method of corrosion rate estimation

This method is a method that assesses not the absolute value of the rate of corrosion, but by the method that detects the tendency of the aggressiveness of the medium, changing due to violations of the inhibition technology or a drastic change in operating conditions. Gravimetric method refers to the type of a specimen-witness and is a mass-metric method. The essence is to find metal samples of certain geometric parameters in an aggressive environment for a certain time. At the end of the planned time of finding the samples in an aggressive environment, they are weighed and the average value of corrosion is determined from the amount of lost mass of the samples. Also, specimen witnesses make it possible to determine and measure the depth of pitting, assess stress corrosion cracking, assess the corrosion of the heat affected zone of welded joints and conduct a chemical analysis of corrosion products. Gravimetric method is the most common because of its low cost, utility in the mode of staff inhibition and the possibility of use in places where it is impossible to use electrical appliances.

Advantages of the method are:

- the ability to use in any environment;
- lack of complex equipment, cheapness and technological simplicity;
- the possibility of a visual assessment.

But even with such a set of positive aspects, the method has a number of shortcomings, such as:

- large time consuming for receiving and processing data;
- Low sensitivity and delayed result;
- Low frequency of measurements, work of personnel in places of high pressure.

Samples-witnesses are made of metal in the form of different forms - cylindrical, flat and disk.

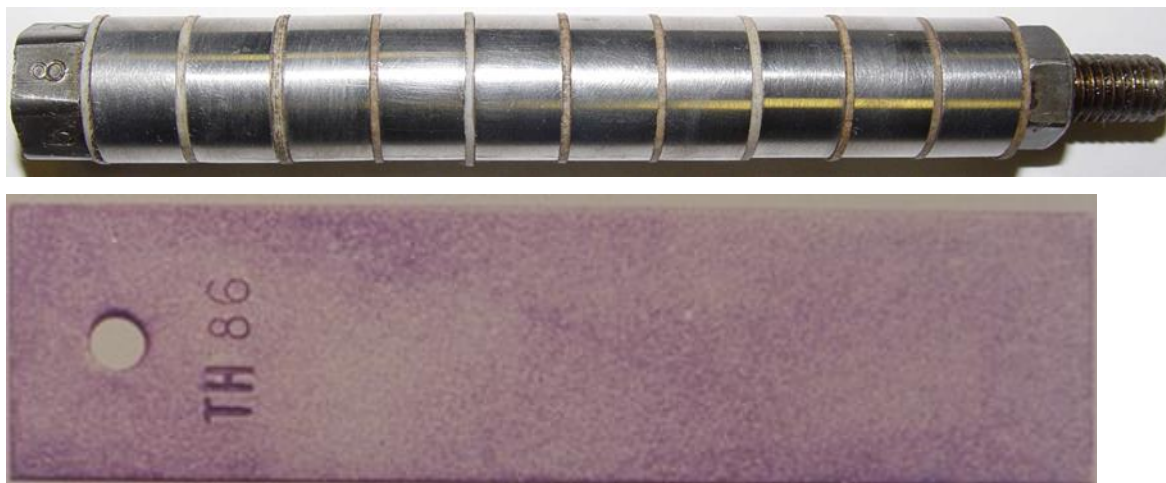


Fig.7 - The method of electrical resistance ER

The electrical resistivity method is also used to estimate the absolute values of the corrosion rate of a pipeline, but to determine the tendency of the aggressiveness of the medium, which can change in cases of violation of the inhibition technology or changes in operating conditions. This method belongs to the group of mass-metric methods, however, unlike gravimetric, the loss of sample mass as a result of exposure in an aggressive medium is determined from measurements of the electrical resistance of the sample. The rate of resistance growth is proportional to the rate of corrosion.

The sensitivity of the method is inversely proportional to the thickness of the sensing element. But the increase in sensitivity during the use of elements with a smaller thickness increases the measurement error, and this is due to temperature fluctuations. In the same way, the sensor's lifetime is proportionally reduced.

The electric method is the second most applicable after the witness specimens and has, as well as advantages and disadvantages.

Advantages of the method:

- No need for conductive media, can be used in any environment;
- Increased sensitivity in comparison with the gravimetric method;

- It enables to estimate the corrosion rate in the present time mode.



Fig.8 - Electrical Resistivity Sensor

Sensitive elements of the electrical resistance sensor are divided into penetrating and end. Penetrating elements are loop, ring, and also tubular.

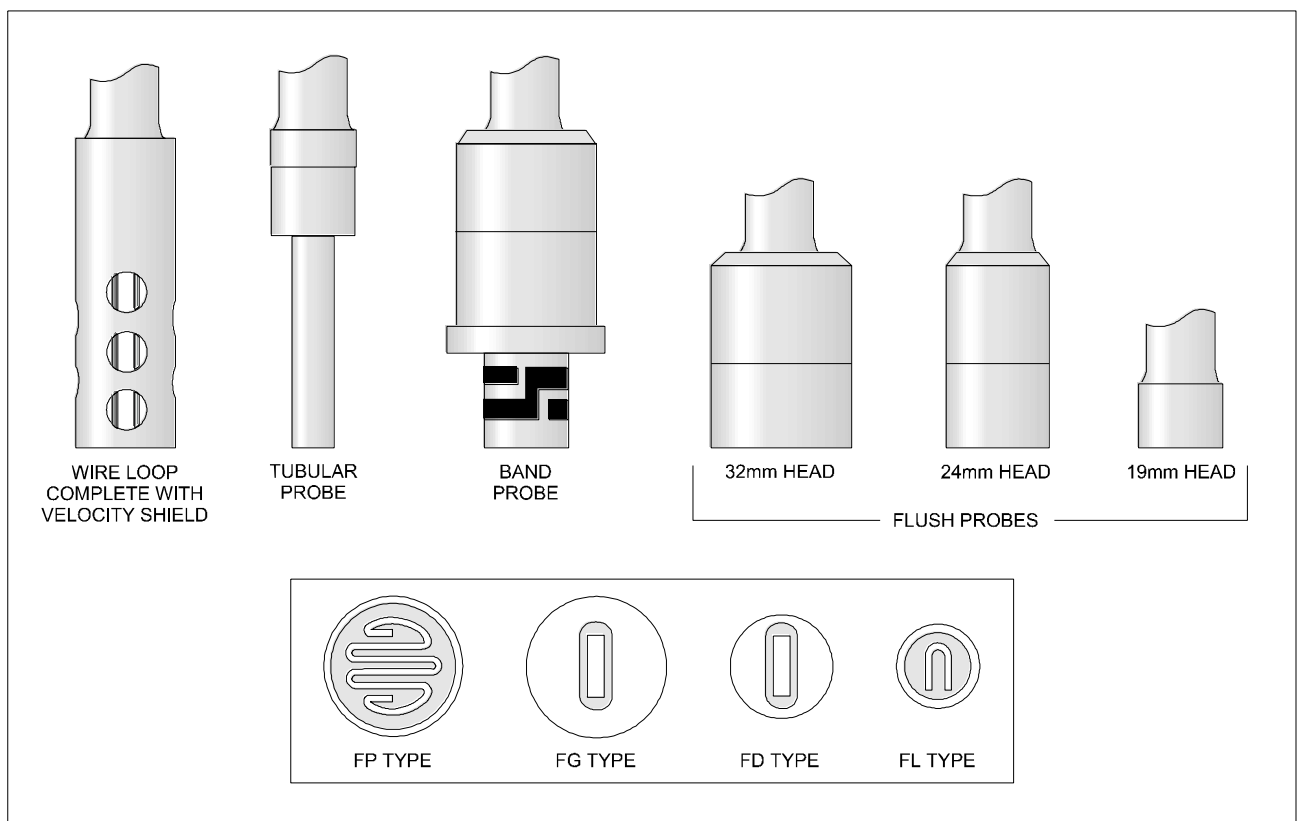


Fig.9 - Types of Sensors



The insulating layer between the metal housing of the sensor and the sensor element can consist of a polymer or ceramic in the event of high aggressiveness of the medium where the sensor is supposed to be used.

#### The method of linear polarization resistance (LPR)

The linear polarization resistance method is also used to estimate the absolute values of the corrosion rate of a pipeline, but to determine the tendency of an aggressive environment, which can change in cases of violation of the inhibition technology or changes in operating conditions. This method is based on the measurement of the electrochemical properties of the metal surface subjected to corrosion. It uses the potential and current values that flow through the electrode of a special sensor. Then the measured parameters are converted into corrosion rate values, which are expressed in units of the average surface loss of metal per unit time. The method has a very high sensitivity and an incredibly fast response. The measurement takes less than 2 minutes. The main limitation of the method is its inability to use it in all environments, its operation is possible only in a conductive medium, electrolyte.

Like all methods has a number of advantages and disadvantages.

#### Benefits:

- an incredibly fast measurement of the aggressiveness of the environment
- increased sensitivity to any changes in operating conditions (pressure, temperature, water cut, etc.)

#### Disadvantages:

- determines only the overall corrosion rate
- works only in conductive media
- shows only instant aggressiveness at the time of measurement
- characterize the tendency of corrosion, and not the absolute value
- the sensors are contaminated
- Staff qualification is needed to interpret the results
- the presence of hydrogen sulphide in water can greatly distort the data received

	Sample /coil	ER/ER	LPR	Galvanometry	Flexible sensors (6)	pH	Aggressive gas	Mineralization	Bio	Number of suspended particles	Analysis of corrosion products	Hydrogen sensors
Oil collector	+	(1)	+	(1)	-	+	CO <sub>2</sub> ,H <sub>2</sub> S	+	+	+	+	+
Pressure oil pipeline	+	(1)	+	(1)	-	-	+	CO <sub>2</sub> ,H <sub>2</sub> S	-	+	+	+
Low pressure conduit (fresh water)	+	+	(5)	-	+	+	O <sub>2</sub>	-	+	+	+	-
Low pressure conduit (Cenomanian)	+	+	(3,4)	+	+	+	CO <sub>2</sub> ,H <sub>2</sub> S O <sub>2</sub> (8)	+	+	(9)	+	+
Low pressure conduit (Subsurface water)	+	+	+	(2)	+	+	CO <sub>2</sub> ,H <sub>2</sub> S, O <sub>2</sub>	+	+	+	+	-
High pressure conduit	+	+	(3)	(2)	+	+	CO <sub>2</sub> ,H <sub>2</sub> S O <sub>2</sub>	+	-	+	-	
Gas pipeline	+	+	-	-	+	- (7)	-	-	-	-	+	+

Table 1. Guidance on the applicability of methods for monitoring corrosion rate

1 - when water-cut to 30, the design is flush on the lower generatrix 2 - with a high oxygen content 3 - depends on water quality; LPR is not applicable for low mineralization and with a strong tendency to scaling 4 - depends on water quality; LPR is not suitable for a strong tendency to biofilm

formation 5 - it is preferable to use penetrating sensors. The readings of sensors that are flush-mounted on the lower generator can be highly distorted by biofilm 6 - maximum temperature 120°C 7 - useful for water condensate in wet gas lines 8 - in the case of open basins for gas removal 9 - in case of infestation of open basins for gas removal

### Frequency of data collection

The total response time of the entire monitoring system is not only the ability of a device to record the growth of the corrosion rate over a certain time, but also the time it takes to get the data received to the point of analysis, processed and based on the results of the measures taken. That is, the total response time is the time from the beginning of the measurements to the taking of any measures.

Depending on the significance of the pipeline, the level of the feed index is determined. The higher the level of the feed index, the faster the process of obtaining information on corrosion monitoring.

Thus, for effective operation of corrosion monitoring, it follows that the total response time of the system can not exceed the time during which the inhibitor is allowed to dispense with a dosage below the regulatory one. In other words, this means that the response time of the system corresponds to the periodicity of the measurement of the main parameters. Requirements for the type of work and their frequency are provided in the table.

Type of work	Time
Determination of places of the most aggressive phase	At least 1 time per month
Evaluation of the influence of the hydrodynamic regime	At least 1 time per month
Determination of corrosion mechanisms and types of failure	At least 1 time per month
Assessment of the impact of local changes in the technological parameters	At least 1 time per month
Determination of pH	At least 1 time per month
Determination of corrosion rate by gravimetric method	At least 1 time per month
Analysis of the phase composition of transported liquids	At least 1 time per month
Determination of oxygen content, mg / l	At least 1 time per month
Definition of fur content. impurities	At least 1 time per month
Determination of the 6-component ionic composition of the produced water $\text{Na}^+ + \text{K}^+, \text{Ca}^{2+}, \text{Mg}^{2+}, \text{Cl}^-, \text{CO}_3^{2-}, \text{SO}_4^{2-}, \text{HCO}_3^-$	At least 1 time in 3 months
Determination of bio-contamination	At least 1 time in 6 months
Determination of the content of corrosive gases (hydrogen sulphide, carbon dioxide)	At least 1 time in 6 months
Quality control of corrosion inhibitor	Periodicity is set by DO
Evaluation of the protective effect, %	Monthly, for each exposure
Determination of average corrosion, mm / year	Monthly, for each exposure
Determination of the maximum corrosion rate, mm / year	Monthly, for each exposure
Feed Index Estimate	Monthly, for each exposure

Type of work	Time
Estimation of corrosion rate by LPR	Periodicity is set by DO
Estimation of corrosion rate by ER	At least 1 time per month

#### Technological regulation of corrosion monitoring

The regulation of corrosion monitoring is a mandatory document that includes the order and frequency of carrying out certain work, as well as should contain the following items:

- description of the purpose and configuration of the pipeline system;
- technological scheme and technological parameters of the pipeline system;
- hydraulic and corrosion calculations;
- Incident statistics and diagnostic survey data linked to a flow chart;
- requirements for inhibitor protection - technology, injection sites, level of availability of a corrosion inhibitor;
- definition of the purpose and key parameters of monitoring;
- identification of hazardous areas - corrosion monitoring sites;
- choice of measurement methods, performance and sensitivity of devices;
- certification of the monitoring system;
- determination of measurement frequency and scheduling of operations;
- Establishing a list of indicators to manage the monitoring process;
- technological maps (and / or instructions and / or work procedures for all operations), indicating safety measures for the types of work carried out on field pipelines while monitoring corrosion rates (including installation and removal of USC, installation and welding of UKK, procedure for sampling, preparation and transportation of specimen-witnesses and selected samples)

#### Evaluation of the costs of the monitoring

The use of more CCMs and more complex and expensive corrosion control methods certainly increases the accuracy of the information obtained about pipeline corrosion, but this entails an increase in the cost of operating the monitoring system. The economic component is an integral part of oilfield operations, therefore, the use of a variety of expensive methods to control the rate of corrosion can be advisable only in the case of high importance of the pipeline system.

To estimate costs, it is possible to ration the costs of monitoring as a percentage of the costs of inhibition. However, this method is not entirely correct either, since the number of CCMs, their equipment and operating costs depend for the most part on the size of the pipeline, and the volume of the inking from the capacity. In this regard, there is no direct relationship between the costs of inhibition and spending on the corrosion rate monitoring system.

